



Manual Técnico

Inversor solar IN230W

ÍNDICE

Introducción

El inversor que acaba de adquirir tiene muchas ventajas sobre otros inversores que se puede adquirir comercialmente. Un inversor, convierte la corriente directa que se obtiene de varias fuentes de energía como pueden ser paneles solares, generadores eólicos, o celdas de energía en corriente alterna que se utiliza por la mayoría de aparatos eléctricos en nuestros hogares.

Entre las principales ventajas que tiene este inversor podemos mencionar las siguientes.

1. Principalmente es su bajo costo.
2. Facilidad de instalación
3. Conectividad a 120Vac directa. Una fase y un neutro.
4. Sellados con resina ahulada lo que los hace 100% contra agua y humedad (waterproof)
5. Facilidad de crecimiento de acuerdo a sus necesidades. Puede empezar con un sistema pequeño y cuando su presupuesto o demanda sea mayor, puede seguir instalando mas elementos de una forma ordenada y planeada sin incurrir en costos adicionales.
6. Tolerancia a fallas. Si un inversor o panel falla, la instalación sigue produciendo energía con los damas elementos del sistema.
7. La energía se genera lo mas cercano al punto de consumo, lo que permite dimensionar mejor las cargas.
8. Instalación sencilla sin cableados caros o complejos.
9. Bajo Voltaje en el sistema lo que evita descargas eléctricas inesperadas.
10. Plug and Play.. Sistemas intuitivos que cualquier persona puede integrarlos a su hogar, oficina o negocio. Siempre y cuando se sigan todas las normas y reglas fijadas por este manual y su compañía de energía eléctrica local.
11. Amplios rangos de operación de Voltaje DC y Voltaje AC.
12. Varios Sistemas de protección:
    - Bajo Voltaje Vdc, < 23Vdc
    - Sobre Voltaje Vdc, > 62Vdc
    - Bajo Voltaje AC, < 90Vac
    - Sobre Voltaje Vac, > 140Vac
    - Temperatura de operación (< 70°C)
    - Islanding: Caída de voltaje de la compañía eléctrica. El sistema deja de producir energía.

Como veremos en el siguiente documento, presentaremos estas ventajas y la forma fácil de instalación de los mismos. El proceso es rápido y sencillo.

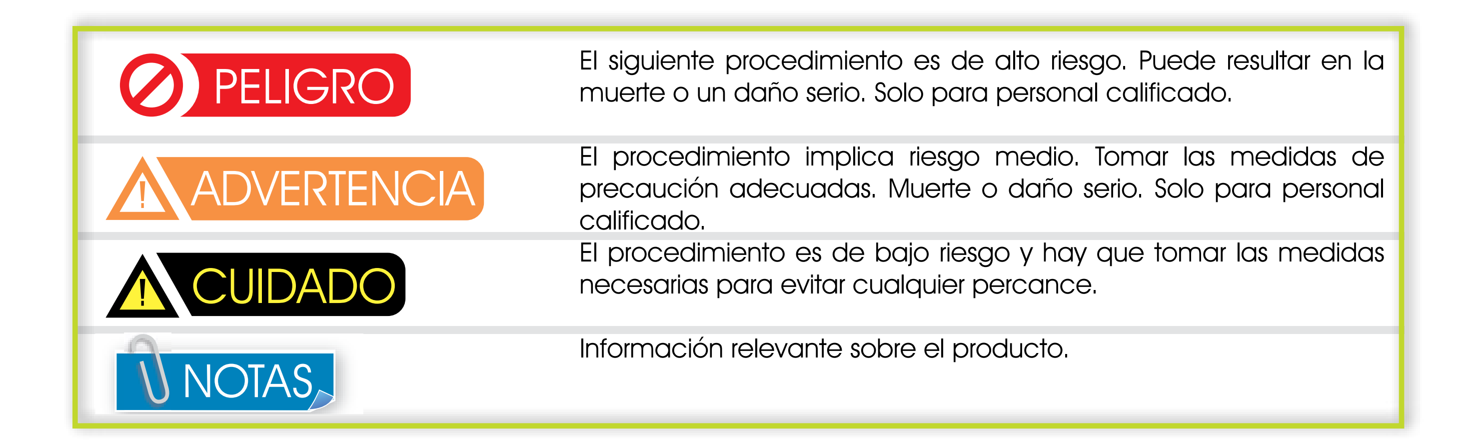
Todas las instalaciones fotovoltaicas en México están regidas bajo la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE 2012 Articulo 690 y cualquier instalación debe apegarse a la misma.

Si tiene cualquier duda al respecto, sírvase comunicarse a nuestros centros de atención al publico o a nuestro taller de servicio. Con gusto lo atenderán.

Medidas de seguridad - Simbología

Antes que nada considere que la SEGURIDAD es el tema mas importante en cualquier instalación fotovoltaica. Lea los siguientes puntos y tome TODAS las medidas de precaución antes de empezar su instalación. Una vida humana vale mucho mas que cualquier instalación de un sistema fotovoltaico.

En este manual se sigue la siguiente tabla de precauciones y advertencias importantes para su seguridad.



PELIGRO	El siguiente procedimiento es de alto riesgo. Puede resultar en la muerte o un daño serio. Solo para personal calificado.
ADVERTENCIA	El procedimiento implica riesgo medio. Tomar las medidas de precaución adecuadas. Muerte o daño serio. Solo para personal calificado.
CUIDADO	El procedimiento es de bajo riesgo y hay que tomar las medidas necesarias para evitar cualquier percance.
NOTAS	Información relevante sobre el producto.

Principio
El Inversor IN230W toma el voltaje de la fuente generadora de energía (por ejemplo, paneles solares) y la transforma en Voltaje de corriente alterna que se puede utilizar localmente o inyectar a la red eléctrica normal de su compañía de energía eléctrica local.

Instalación

- Protección
  Solamente utilice componentes y cableados en perfecto estado, de preferencia nuevos. Esto garantizara que su instalación dure un lapso mínimo de 30 años que es la vida útil de un sistema fotovoltaico. Utilice materiales que aguanten la corrosión como son el acero inoxidable y el aluminio anodizado. Evite usar tornilleria de fierro galvanizado, tuberías expuestas a la intemperie, cableados sin protección, y cables parchados en muchos lugares.
- Bajo norma
  Solamente conecte los inversores dentro de instalaciones que cumplan con todas las normas oficiales NOM-001-SEDE 2012 Articulo 690 y de cableado eléctrico de su localidad. Si tiene alguna duda, antes de conectarlo, verifique todos los requerimientos necesarios para cumplir con estas normas. Pregunte a personal especializado en estos temas para evitar errores en los voltajes o sobrecalentamiento de los componentes como son cableados, interruptores, switches térmicos, contactos y cualquier dispositivo que se conecte a la red.
- Supervisión
  La instalación deberá de estar supervisada por un técnico aprobado para realizar instalaciones eléctricas o por su compañía eléctrica local. Favor de consultar con ellos antes de empezar su instalación.
- Mantenimiento
  Debido a que la instalación requiere de la conexión con sistemas de alto voltaje superior a los 30Vdc, se recomienda que cualquier instalación se realice sin voltaje. Mediante el uso de interruptores eléctricos que aíslen la instalación de los voltajes que provee la compañía eléctrica local. Solamente deberá de haber energía eléctrica en el ultimo paso cuando se sube el interruptor eléctrico para proveer energía al sistema. Cualquier mantenimiento del sistema se debe de realizar sin voltaje en la red.

Dimensionamiento
Dimensione el sistema para que el usuario goce de todos los beneficios que se obtienen de un sistema. Verifique que la energía generada este balanceada con las cargas conectadas a las mismas. Por ejemplo, Un sistema de 230W de un panel solar, nunca podrá operar una lavadora eléctrica u horno de microondas que consumen arriba de los 3000W.

Compatibilidad
Aunque los inversores IN230W se han diseñado para trabajar con los paneles solares ET230PC de nuestra misma marca, es posible utilizar los inversores con otros dispositivos generadores de otras marcas. Favor de verificar con nuestras oficinas para validar que nuestro inversores funcionaran correctamente con otras marcas y modelos de equipos.

Humedad
Realice cualquier servicio de mantenimiento en lugares secos, sin agua o humedad que pueda entrar en los conectores eléctricos. Es mejor evitar tener energía por unas horas que correr el riesgo de un shock eléctrico.

Tierra física
Las instalaciones de energía fotovoltaica tienen que estar aterrizadas físicamente. Esto se lleva mediante una conexión real de la estructura metálica a los paneles solares y los inversores y en el otro extremo a una varilla copperware (1.5m) que se ha introducido en el piso. También se puede utilizar

una tubería de cobre que venga de la instalación residencial o las varillas de alguna construcción. La tierra física garantiza que cualquier carga electrostática sea llevada inmediatamente a la tierra. Lo que garantiza que el sistema funcione óptimamente sin la acumulación de cargas que pueden quemar componentes o producir descargas eléctricas.

Calibre de alambres y cables
Los cables y alambres que usan para la conexión de paneles solares son el alma del sistema. Toda la energía producida deberá de ser conducida por los cables a las cargas donde se usaran. Los cables delgados tienen mas resistencia al paso de la corriente eléctrica que los cables gordos. Al tener mas resistencia generan perdidas de energía que se traducen en calor. Si el cable es muy delgado el cable puede calentarse tanto que funda el plástico que lo rodea y generara un corto circuito en el sistema. Si usted nota que algún cable esta caliente, es posible que necesite incrementar el diámetro del mismo o conectar un segundo cable para su sistema de transmisión.

En el diagrama de instalación se muestran algunos calibres típicos que se deben de seguir de acuerdo con la carga generada.

Calibre	Diámetro (mm)	Corriente (A)
AWG 14	2.08 mm	20
AWG 12	3.31 mm	25
AWG 10	5.26 mm	30
AWG 8	8.37 mm	40
AWG 6	13.3 mm	55
AWG 4	21.2 mm	70
AWG 2	33.6 mm	95
AWG 1	53.5 mm	110

Los calibres de cables de cobre mas comunes y las capacidades recomendadas de corriente son las siguientes: (AWG - American Wire Gauge)

*Para una tabla mas amplia con valores máximos consultar NOM-001-SEDE Articulo 610-14

Interruptores térmicos
Los interruptores térmicos son dispositivos de seguridad que protegen tanto a la instalación eléctrica como a los usuarios que instalan y mantienen al sistema.

Un sistema fotovoltaico se tiene que dimensionar para que solo contenga una cantidad de paneles sin que sobrepasen la capacidad de los interruptores térmicos. Se recomienda poner tantos interruptores térmicos y cables independientes como sea necesario para balancear las lineas.

Nominalmente los interruptores térmicos son de 10A, 15A y 20A y la cantidad máxima de paneles dependerá del Voltaje de corriente alterna al que estén conectados. Para 120Vac el máximo son 5 paneles por interruptor de 20A. Para 230Vac el máximo serán 10 paneles por interruptor de 20A.

Violación de garantía
El conectar estos inversores en localidades sin cumplir con todos los requisitos eléctricos, viola su contrato con la compañía eléctrica local y también la garantía de estos inversores y de cualquier reclamación que se haga sobre la misma.

Descripción



Autodeteccion y ajuste de ángulo <1%
Modulación y sincronía de frecuencia
Señal senoidal pura
Anclado automático de Potencia (APL) Ajuste automático cuando cambian las condiciones de carga.
Rastreo de Emisión de Potencia Máxima (MPPT)
Conversión de alta frecuencia para maximizar la potencia entregada

Los Invertidores de Voltaje son dispositivos que permiten transformar la corriente directa Vdc en corriente alterna Vac para que pueda utilizarse en cualquier dispositivo casero.



Para poder conectarlos a la corriente de linea proporcionado por la compañía eléctrica de su localidad, estos dispositivos tienen varias funciones.

Se pueden conectar directamente a paneles solares que tengan un rango de voltaje de Corriente directa. También se pueden utilizar con generadores eléctricos eólicos que estén conectados a un banco de baterías.

Los inversores están protegidos contra la humedad y la intemperie. Los componentes electrónicos están sellados por una capa de polímero ahulado que evita que cualquier humedad penetre el interior.

El Inversor viene en su empaque original que es una caja de cartón y contiene al inversor y este manual de instalación y la hoja de garantía. El mismo se puede bajar de la red en nuestro sitio *www.econotecnia.com*

De un extremo se encuentran dos conectores MC4, uno positivo y uno negativo, que s e conectaran a los paneles solares. Y del otro extremo se encuentra una clavija dependiendo del tipo de conector y Voltaje a donde se va a conectar. Los inversores de 120Vac tienen una clavija de tres patitas, iguales a las encontradas en cualquier contacto eléctrico. La primera patita, la ancha, es el conector neutro que viene de la compañía de energía eléctrica local. La angosta es la fase o el vivo que lleva el voltaje nominal. Y la tercer patita esta destinada a la tierra física. Es muy importante que cualquier instalación tengan TIERRA FÍSICA. Ya que los fenómenos meteorológicos generan corrientes estáticas que cargaran a los paneles. La tierra física elimina cualquier carga y protege a los instaladores en caso de algún corto en el sistema si es que la estructura quedara con voltaje.

Conexión directa a los paneles solares
El inversor se conecta directamente a los paneles solares sin requerir ningún tipo de conectores o configuraciones de baterías. Un inversor por panel solar.

Con la función de Rastreo de Punto Máximo de Potencia RPMP (MPPT - Maximum Power Point Tracking) y con un Amarre Automático de Potencia AAP (APL -Automatic Power Locking) el inversor regula la potencia del panel solar para producir un máximo de salida de energía. Solo conecte su panel solar al inversor y directamente a la red eléctrica, y olvídese del uso de baterías.

Función de onda senoidal en la salida
Mediante el uso de SPWM (Sine Wave Power Modulation), se produce una salida de onda senoidal.

Continuidad de suministro
Automatic Power Locking (APL) En las circunstancias de diferentes cargas de intensidad de corriente, es necesario el adoptar una función de Rastreo de Punto Máximo de Potencia RPMP (MPPT), cuando esto sucede entonces el inversor se amarra a la máxima potencia entregada para suministrar una entrega de potencia de salida estable.

Factor de potencia
Los inversores se adaptan automáticamente a diferentes factores de potencia de la carga.

Corriente constante. El inversor produce una corriente constante para evitar la sobrecarga o sobre corriente.

Falla de suministro
Automáticamente el inversor se apaga en el caso de que la compañía eléctrica tenga una falla de suministro.

Presión diferencial del MPPT: 0.1V
Potencia de Amarre: 10W (AC output)
Detención de fase: Cambio de fase AC : <0.1%

Rangos del voltaje
El Inversor IN230W es un dispositivo que tiene un rango amplio de voltajes tanto de entrada como de salida. Se ha diseñado para poderse conectar con muchos sistemas que operan a diferentes voltajes.

- **Voltaje de entrada:**

  El rango de voltajes de entrada de corriente directa Vdc puede variar desde los 23Vdc hasta los 60Vdc. Se han optimizado para poder ser conectado con Paneles Solares de 30Vdc a 230W. Esto los hace ideales para poder conectarlos a Paneles Solares o a generadores de Energía Eólica o a otras fuentes de energía.

  Para incrementar la carga generada, se recomiendo conectar todos los paneles e inversores en paralelo. Esto reduce las posibilidades de descargas eléctricas indeseadas y son mas fáciles de incrementar. Cuando se desee mas carga solamente se agregan mas paneles con sus respectivos inversores.

  Los Generadores de viento (energía eólica) normalmente tienen especificaciones de 24Vdc con un máximo voltaje de 36Vdc.

- **Voltaje de Salida:**
  Existen dos versiones para los inversores

  110Vac 60Hz, con rango de 90Vac – 140Vac
  240Vac 60Hz, con rango de 190Vac – 260Vac

Señales del LED
Se ha simplificado el uso del inversor para el usuario. El estado del inversor se proporciona mediante un solo LED que se encuentra en uno de los lados donde sale el cable de corriente Alterna.

1. LED ROJO: Estado de protección.
   - Protección de bajo voltaje (Voltaje DC < 23Vdc)
   - Protección de alto voltaje (Voltaje DC > 62Vdc)
   - Protección de temperatura (Temperatura de carcasa > 75 °C) Enfriamiento necesario de 2 a 10 minutos con auto arranque).
   - Cuando la Compañía eléctrica esta desconectada, por falla o mediante switch. El inversor dejara de funcionar automáticamente.
2. LED VERDE: Modo normal de operación.
   - LED VERDE parpadeando: Regulación de potencia y el MPPT sigue operando.
   - LED VERDE continuo: Potencia máxima entregada a la red. Se ha amarrado tanto el voltaje como la frecuencia para máxima potencia.

Precauciones de seguridad para la instalación de sistemas fotovoltaicos



Los inversores carecen de piezas que necesiten servicio dentro de ellos.



- No desmonte ni trate de abrir los inversores. Están sellados para ser completamente impermeables al agua o la humedad (waterproof).



El servicio y mantenimiento debe de estar realizado por personal entrenado.



Mantenga su instalación en lugares bien ventilados y baja temperaturas para evitar sobrecalentamiento y el libre flujo de aire.



Evite almacenar o tener cerca materiales combustibles o inflamables.



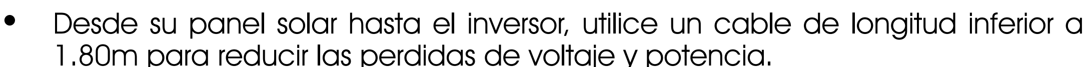
- Mantenga a los niños alejados y sin tocar estos productos eléctricos.



Siga las normas de cableado recomendados en los planos y dependiendo de la cantidad de paneles instalados. Para instalaciones de menos de 5 Paneles a 110Vac usar cable del AWG10.



- Colocar un interruptor térmico de 20A por cada 5 Paneles.



- Desde su panel solar hasta el inversor, utilice un cable de longitud inferior a 1.80m para reducir las perdidas de voltaje y potencia.





Para instalaciones de viento (eólicas) se recomiendo colocar una batería o acumulador de carga para regular el voltaje directo Vdc.



Ventajas del inversor

Autoprotección

- Detección de Voltaje de linea: En caso de que la compañía de luz tenga una falla y deje de suministrar energía, el Inversor se apagara para proteger de alguna sobrecarga.
- Detención de Frecuencia: El inversor censa la frecuencia y la fase en la cual esta conectado y ajustara la producción de energía de acuerdo a los valores de linea.
- Amplio rango de Voltaje de salida: En algunas localidades la compañía de luz provee voltajes muy superiores e inferiores a los nominales (120Vac). En este caso el Inversor es tolerante a un gran rango de Voltajes y sigue su funcionamiento.
- Sobre voltaje de Vdc y de Vac

Fácil instalación

En *econotecnia* nos hemos preocupado por la simplicidad en la conexión eléctrica. Ningún tipo de cableados complejos, ni conexiones, ni de técnicos especializados. Es tan sencillo que usted mismo puede realzarlo.

Antes de realizar su instalación, llame a un técnico o persona que conozca de instalaciones eléctricas para que le diga que elementos va a necesitar y si su instalación actual soportara los nuevas adiciones. Cuando haya terminado la instalación y antes de aplicar energía eléctrica, vuelva a consultar con su especialista para que verifique que su instalación y realicen las adecuaciones necesarias.

Lista de verificación

Para estar seguro de que se han realizado todos los pasos adecuadamente, a continuación les presentamos una lista de verificación final antes de aplicar energía a sus inversores.

 Coloque el inversor debajo del panel solar en el riel de montaje en la intemperie.

 Verifique que las especificaciones de su Inversor sean las adecuadas para el voltaje de linea al cual se va a conectar. (120Vac o 230Vac).

 Conecte su inversor a los paneles solares por medio de los conectores MC4. Un panel de 230W por cada inversor.

 Verificar que la tierra física esta bien conectada a la linea de corriente.

 Verifique que los cables eléctricos de cobre aguantaran la carga generada por los paneles solares. Ver plano de instalación.

 Verifique que hay suficientes pastillas térmicas dependiendo de la cantidad de paneles solares instalados. Una pastilla de 20A por cada 5 paneles a 120Vac o una por cada 10 paneles a 230Vac.

 Una vez que este bien fija toda la instalación, Conecte la clavija a la energía eléctrica, antes del interruptor con pastillas térmicas.

 Si su instalación ya fue verificada, suba el switch de la energía eléctrica.

 El invertidor flasheara un LED ubicado en una de las tapas laterales. Esto significa que esta buscando tanto el voltaje como la frecuencia adecuada para producir un máximo de energía.

 Después de unos minutos se pondrá de color verde. Que significa que logro conectarse y esta generando energía. En caso contrario, ver la sección de LEDS de este manual.

 Si lo desea, puede colocar un medidor de generación de potencia para verificar su funcionamiento y así llevar un registro de la energía generada.

Tabla de especificaciones

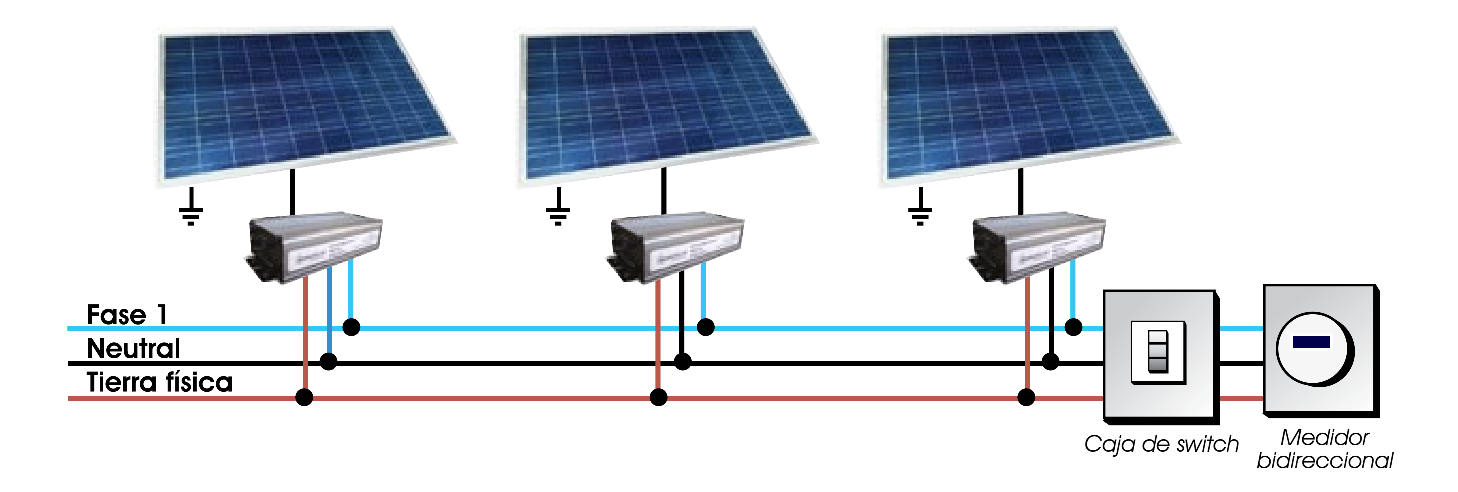
Especificaciones	Valores
Potencia Nominal	200W
Panel Solar Recomendado Max	300W
Corriente Máxima (DC)	15A
Potencia Máxima AC	220W
Voltaje Máximo DC	100Vdc
Rango Voltaje DC	22 a 60Vdc
Factor de Potencia Máximo	0.99
Protección de Sobrevoltaje	Fusible
Voltaje Salida AC	110V (90-140Vac) ó 240V (190-260Vac)
Max. Inversores paralelo/red	5paneles (110Vac) ó 10 paneles (230Vac)
Rango de Frecuencias	56/60Hz
THD de Salida	THDIAC < 3%
Fase de AC	<0.5%
Detección de Islanding	VAC, f AC
Protección de corto circuito	Fusible
Protección de bajo voltaje	< 23Vdc
Protección de alto voltaje	> 60Vdc
Protección temperatura	>75 C
Consumo de potencia en StandBy	< 1W
Consumo potencia de Noche	<1W
Rango de Temperatura ambiente	-25 C a 60 C
Humedad Ambiente	0 a 99% (waterproof)
EMC	EN61000-6-3:2007 EN61000-6-1:2007
Disturbio de Red	EN50178+EN62109-1+VDE0126-1-12
Detección de Red	DIN VDE 1026 UL1741
Certificaciones	CE certificado

Tipos de Instalación

Instalación una fase

La instalación casera es muy sencilla de realizarse ya que todos los paneles solares junto con sus inversores se conectan a una sola fase que provee la compañía de luz de su localidad; siendo el voltaje nominal en México de 120Vac.

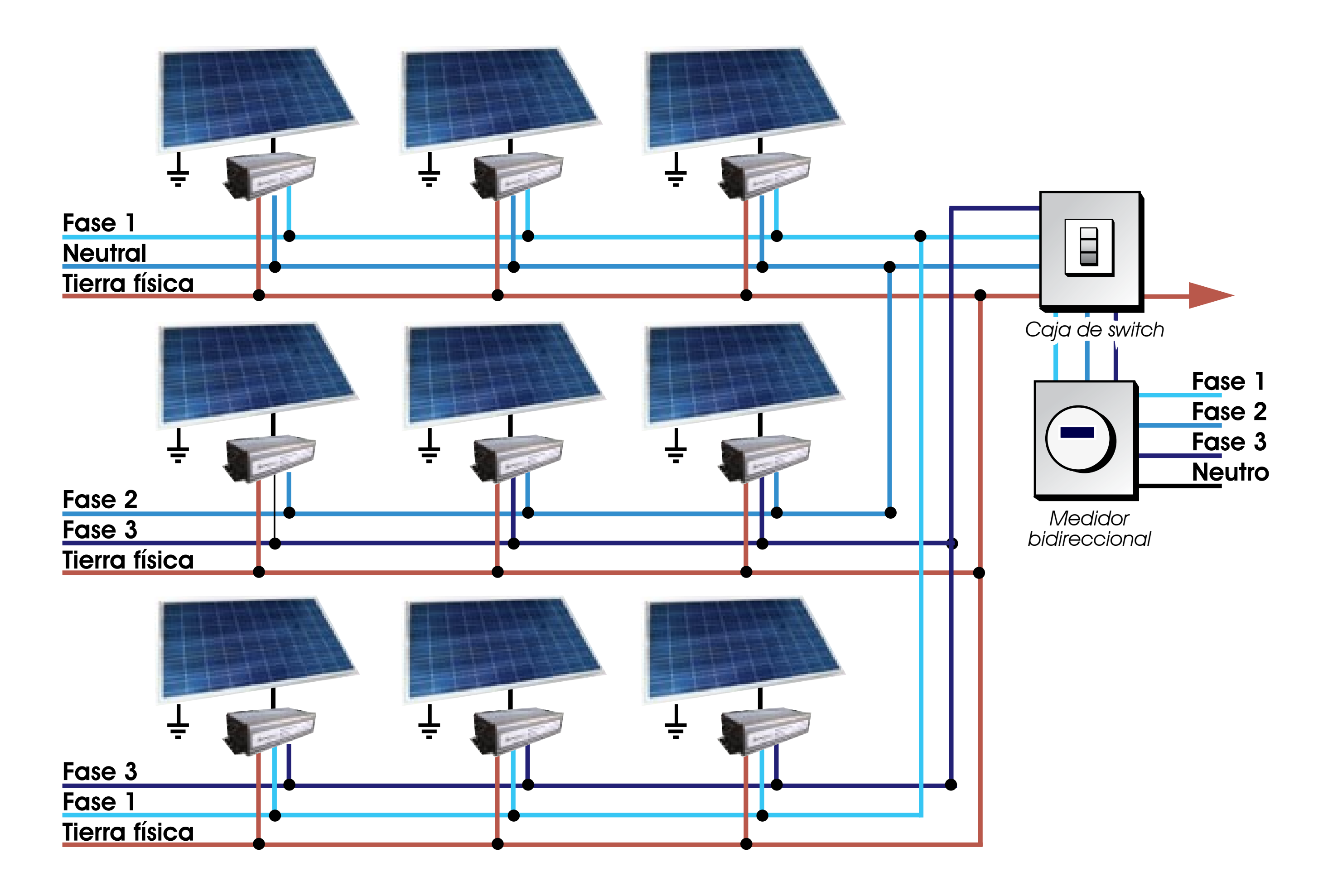
Debido a los incrementos de carga de la red, este voltaje puede variar hacia arriba, cuando la carga de la red es baja, o hacia abajo cuando la carga es alta. Típicamente debe de estar en los rangos de 105Vac hasta 135Vac.



Instalación trifásica

En una instalación trifásica se utilizan los inversores IN230W-230Vac. Estos funcionan de la misma forma que los de 120Vac solo que sus rangos de voltaje de salida son mucho mas elevados y son mas tolerables a las variaciones de voltaje.

Para una instalación trifásica, se debe de alternar la conexión en forma DELTA. Es decir colocando los inversores alternadamente entre las fases que provee la compañía de energía eléctrica. (F1-F2, F1-F3, F2-F3). Este proceso lo debe de realizar un técnico capacitado en conexiones de energía eléctrica. Los voltajes a los que esta linea son elevados y pueden causar daños severos y hasta la muerte. En todo momento tanto los paneles solares como los inversores deben de tener una Tierra Física.



Montaje de los inversores

Para fines solamente ilustrativos, en la siguiente descripción, se han invertido los paneles, están contra el piso, esto para mostrar mas fácilmente como se hace la instalación. Normalmente la instalación se realiza en la estructura ya montada. El proceso es el mismo y es muy fácil de implementarse.



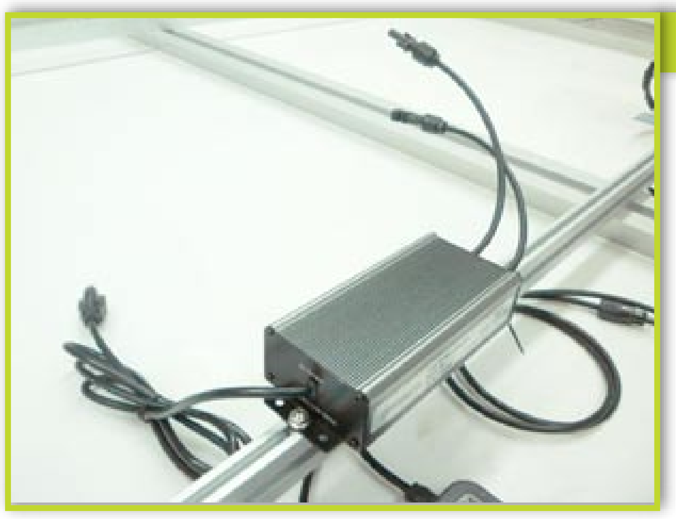
1

Coloque dos tornillos de fijación de acero inoxidable de media pulgada de alto por ¼ de diámetro. (BSS2520050) de en el riel como se ve en la figura.



2

Asegure los con dos tuercas de acero inoxidable de seguridad (NSS2520FL) estriadas de un cuarto de pulgada. Con una llave española como se observa en la siguiente figura.



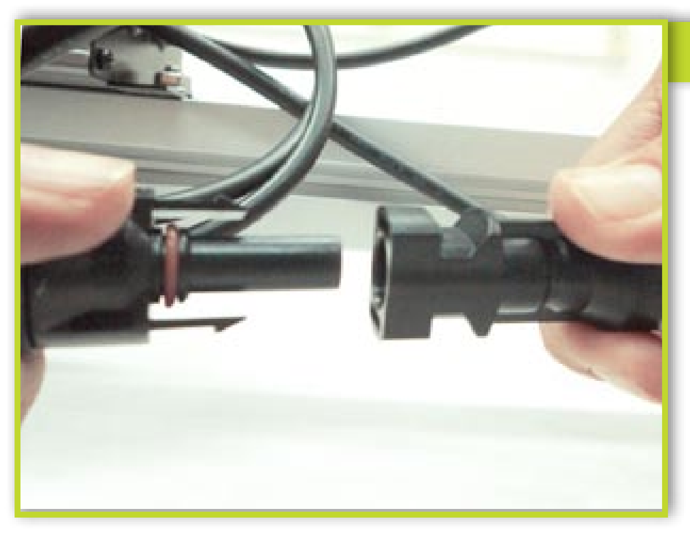
3

El inversor esta instalado sobre el riel y listo para ser conectado al panel solar.



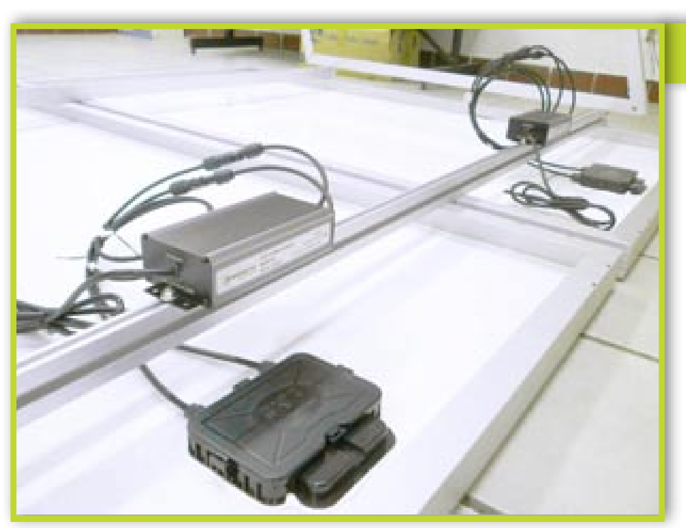
4

Localice los cables con conector MC4 que salen de la caja de conexión del panel solar.



5

Conecte ambos cables con conector MC4 del panel solar al inversor. Uno positivo y uno negativo. Solo hay una forma de conectarlos. Asegúrese de que los conectores queden introducidos bien adentro hasta que el "O" ring quede completamente cubierto. Esto garantiza que ninguna humedad o agua entre en la conexión.



6

Repita el mismo procedimiento con todos los paneles solares de la serie. Si instalación debe quedar similar a la siguiente figura. Asegure todos los cables con cintillas de plástico a la estructura de aluminio.

Premio ETICA Y VALORES EN LA INDUSTRIA 2003 • Premio ETICA Y VALORES EN LA INDUSTRIA 2004
Av. Lomas de Sotelo 1097 • Col. Lomas de Sotelo • 11200 México, D.F. • Tel. 5395 0777 • Fax 5395 0700
nyce@nyce.org.mx • www.nyce.org.mx
Organismo de certificación de producto acreditado por la Entidad Mexicana de Acreditación (ema)



Certificado de Producto Nuevo de Conformidad con Norma Oficial Mexicana

FR4CER4C

Certificado No.: **1302CE05692**

Normalización y Certificación Electrónica S.C. (NYCE), otorga el presente Certificado de Conformidad con Norma Oficial Mexicana con base al informe de resultados de pruebas No. **CF025513**, emitido por el laboratorio **CENTRO DE FIABILIDAD DE MEXICO SA DE CV (CEFIME)**, con número de Acreditación y Aprobación **EE-093-008/10** en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
De acuerdo al procedimiento PCPCER1D de NYCE y a la solicitud con No. de Referencia **5739E0213**, se otorga el presente certificado con verificación mediante pruebas periódicas a la empresa:

POSLINE SA DE CV

con domicilio en: AV DE LAS ROSAS NO 220 COL.:CHAPALITA
C.P. 45040 ZAPOPAN JAL
R.F.C. POS0602203L6

del siguiente producto:

Producto: **INVERSOR DE TENSION (VOLTAJE) cc/ca**
Marca: **econotecnia ---**
Modelo (s): **INV230-130VAC ---**
País de Origen: **CHINA; EUA; JAPON; COREA DEL SUR; COREA DEL NORTE; INDONESIA; FILIPINAS; MALASIA; SINGAPUR; TAIWAN; TAILANDIA; MEXICO ---**

De conformidad con la Norma Oficial Mexicana **NOM-001-SCFI-1993** "Aparatos Electrónicos - Aparatos electrónicos de uso doméstico alimentados por diferentes fuentes de energía eléctrica. Requisitos de seguridad y métodos de prueba para la aprobación de tipo.", publicada en el Diario Oficial de la Federación del 13 de octubre de 1993. El presente Certificado de conformidad se expide en México, D.F., el día **17-may-2013**, con vigencia **de 1 (un) año**, para los efectos que convengan al interesado. La validez de la vigencia estará sujeta al resultado del seguimiento correspondiente.

NYCE
NORMALIZACION Y CERTIFICACION ELECTRONICA, S.C.

EN CASO DE EXISTIR UNA CONTROVERSIA, NYCE, S.C. UNICAMENTE RESPALDARA EL ORIGINAL DEL CERTIFICADO

ATENTAMENTE

JUAN PABLO NAVA ORUBE
DIRECTOR DE OPERACIONES

187954E-8141

Certificó: Adrián López Hernández

Analizó: Abel Ibarra Tapia

C



FR4CER4C

Certificado de Producto Nuevo de Conformidad con Norma Oficial Mexicana

Certificado No.: **1302CE05896**

Normalización y Certificación Electrónica S.C. (NYCE), otorga el presente Certificado de Conformidad con Norma Oficial Mexicana con base al informe de resultados de pruebas No. **CF025613**, emitido por el laboratorio **CENTRO DE FIABILIDAD DE MEXICO SA DE CV (CEFIME)**, con número de Acreditación y Aprobación **EE-093-008/10** en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

De acuerdo al procedimiento PCPCER1D de NYCE y a la solicitud con No. de Referencia **5979E0213**, se otorga el presente certificado con verificación mediante pruebas periódicas a la empresa:

POSLINE SA DE CV

con domicilio en: AV DE LAS ROSAS NO 220 COL.:CHAPALITA
C.P. 45040 ZAPOPAN JAL
R.F.C. POS0602203L6

del siguiente producto:

Producto: **INVERSOR DE TENSION (VOLTAJE) cc/ca**
Marca: **aconotecnia ---**
Modelo (s): **INV230-240VAC ---**
País de Origen: **CHINA; EUA; JAPON; COREA DEL SUR; COREA DEL NORTE; INDONESIA; FILIPINAS; MALASIA; SINGAPUR; TAIWAN; TAILANDIA; MEXICO ---**

De conformidad con la Norma Oficial Mexicana **NOM-001-SCFI-1993** "Aparatos Electrónicos - Aparatos electrónicos de uso doméstico alimentados por diferentes fuentes de energía eléctrica. Requisitos de seguridad y métodos de prueba para la aprobación de tipo.", publicada en el Diario Oficial de la Federación del 13 de octubre de 1993. El presente Certificado de conformidad se expide en México, D.F., el día **23-may-2013**, con vigencia **de 1 (un) año**, para los efectos que convengan al interesado. La validez de la vigencia estará sujeta al resultado del seguimiento correspondiente.

NYCE NORMALIZACION Y CERTIFICACION ELECTRONICA, S.C.

EN CASO DE EXISTIR UNA CONTROVERSIA, NYCE, S.C. UNICAMENTE RESPALDARA EL ORIGINAL DEL CERTIFICADO

ATENTAMENTE

JUAN PABLO NAVA ORUBE
DIRECTOR DE OPERACIONES

188194E-8141

Certificó: Adrián López Hernández

Analizó: Julio Cesar Medrano Pulido



DIAGRAMA CONEXION PANELES SOLARES UNA FASE

SIMBOLOGIA

PANEL SOLAR: MARCA ECONOTECNIA
MODELO: ET230PC
VOLTAJE NOMINAL SALIDA DC: 30VDC
MAXIMA POTENCIA SALIDA DC: 230W

DC / AC

INVERSOR: MARCA ECONOTECNIA
MODELO: IN230W-120VAC
MAXIMA POTENCIA ENTRADA DC: 250W
MAXIMA POTENCIA SALIDA AC: 230W
MAXIMA CORRIENTE ENTRADA DC: 15A
MAXIMA CORRIENTE SALIDA AC: 4A

Calibre	Diametro
AWG 14	2.08mm
AWG 12	3.31mm
AWG 10	5.26mm
AWG 8	8.37mm
AWG 6	13.3mm
AWG 4	21.2mm
AWG 2	33.6mm
AWG 1	53.5mm

INVERSOR 120Vac

Paneles	I-ac	Calibre
2	8A	AWG 12
3	12A	AWG 12
4	16A	AWG 12
5	20A	AWG 10

Calibres de cable de cobre recomendados



DIAGRAMA CONEXION PANELES SOLARES TRES FASES

SIMBOLOGIA

PANEL SOLAR: MARCA ECONOTECNIA
MODELO: ET230PC
VOLTAJE NOMINAL SALIDA DC: 30VDC
MAXIMA POTENCIA SALIDA DC: 230W

INVERSOR: MARCA ECONOTECNIA
MODELO: IN230W-120VAC
MAXIMA POTENCIA ENTRADA DC: 250W
MAXIMA POTENCIA SALIDA AC: 230W
MAXIMA CORRIENTE ENTRADA DC: 15A
MAXIMA CORRIENTE SALIDA AC: 4A

Calibre	Diametro
AWG 14	2.08mm
AWG 12	3.31mm
AWG 10	5.26mm
AWG 8	8.37mm
AWG 6	13.3mm
AWG 4	21.2mm
AWG 2	33.6mm
AWG 1	53.5mm

INVERSOR 120Vac		
Paneles	I-ac	Calibre
2	4A	AWG 12
4	8A	AWG 12
6	10A	AWG 12
8	12A	AWG 10
10	14A	AWG 10
12	16A	AWG 10
14	18A	AWG 10

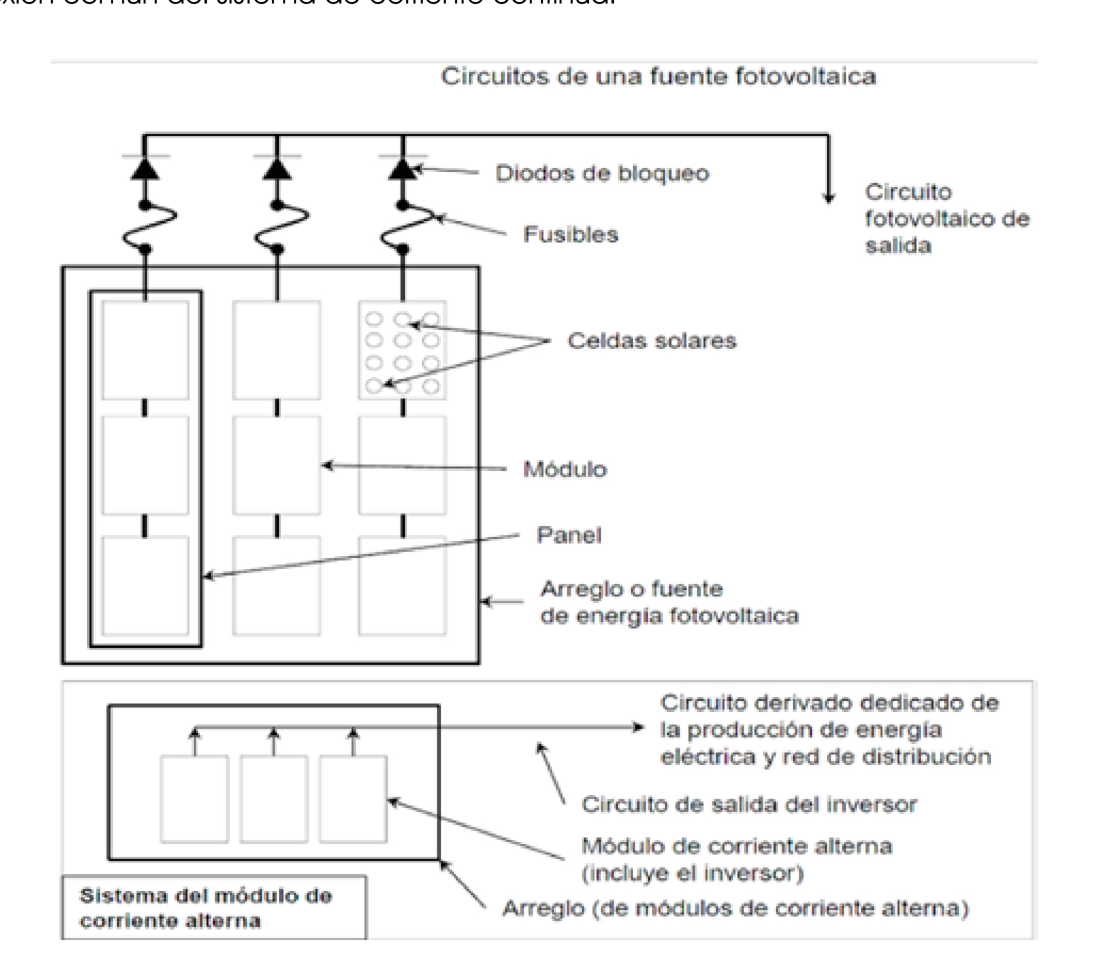
Calibres de cable de cobre recomendados

www.econotecnia.com
Av. de las Rosas 220, Col. Chapalita,
Guadalajara Jal. México 45040
Tel. +5233 - 31212915 Fax. +5233 31210668

PROYECTO de Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (utilización)

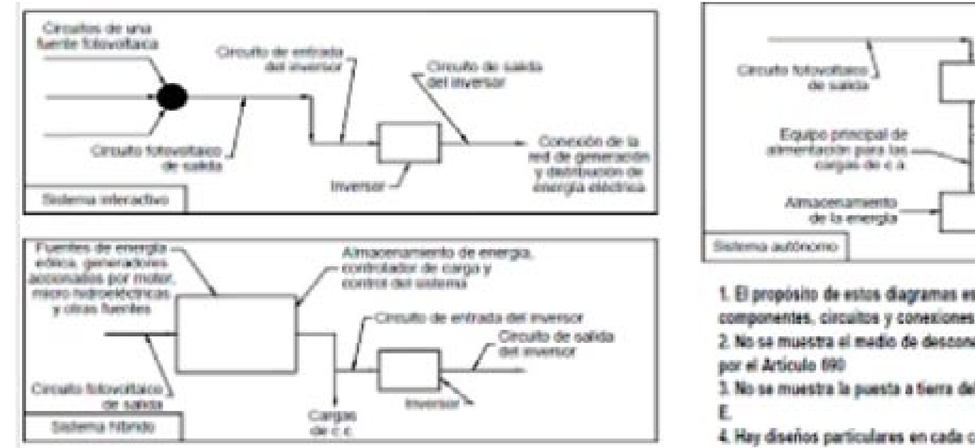
ARTICULO 690
SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

A. Disposiciones generales
690-1. Alcance. Lo dispuesto en este Artículo se aplica a sistemas eléctricos de energía solar fotovoltaica (FV), incluidos los arreglos de circuitos, inversores y controladores de dichos sistemas [Ver las Figuras 690-1(a) y (b)]. Los sistemas solares fotovoltaicos cubiertos por este Artículo pueden ser interactivos con otras fuentes de producción de energía eléctrica o autónomos, con o sin almacenamiento de energía eléctrica, como baterías. Estos sistemas pueden tener salidas de utilización de corriente alterna o de corriente continua.
690-2. Definiciones
Arreglo: Ensamble mecánicamente integrado de módulos o paneles con una estructura y bases de soporte, sistema de orientación y otros componentes, según se necesite para formar una unidad de generación de energía eléctrica de corriente continua.
Arreglo fotovoltaico bipolar: Arreglo fotovoltaico que tiene dos salidas, cada una con polaridad opuesta con respecto a un punto común de referencia o derivación central.
Celda solar: Dispositivo fotovoltaico básico que genera electricidad cuando está expuesto a la luz.
Circuito de entrada del inversor: Los conductores entre el inversor y la batería en los sistemas autónomos o los conductores entre el inversor y los circuitos de salida fotovoltaicos para las redes de producción y distribución de energía eléctrica.
Circuito de la fuente fotovoltaica: Circuitos entre módulos y desde los módulos hasta el o los puntos de conexión común del sistema de corriente continua.



1. El propósito de estos diagramas es el de servir como un medio de identificación de los compañeros de los componentes, circuitos y conexiones de un sistema fotovoltaico
2. No se muestra el medio de desconexión exigido por el artículo 690 Parte C.
3. No se muestra la puesta a tierra del sistema ni de los equipos. Véase el artículo 690 Parte E.

Figura 690-1(a) Identificación de los componentes de un sistema solar fotovoltaico*



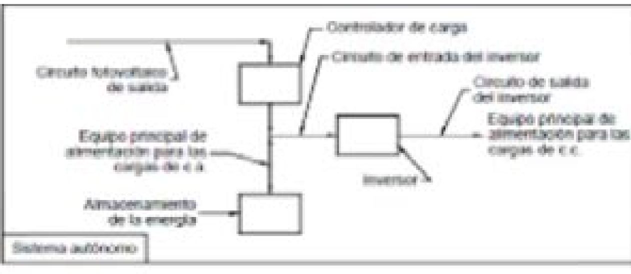


Figura 690-1(b) Identificación de los Componentes de un Sistema Solar Fotovoltaico en configuraciones comunes del Sistema

Circuito de salida del inversor: Los conductores entre el inversor y un panel de distribución de corriente alterna en los sistemas autónomos o los conductores entre el inversor y el equipo de acometida u otra fuente de generación de energía eléctrica, como una red pública, para redes de generación y distribución de energía eléctrica.
Circuito de salida fotovoltaica: Los conductores del circuito entre el o los circuitos de la fuente fotovoltaica y el inversor o el equipo de utilización de corriente continua.
Controlador de carga: Equipo que controla la tensión de corriente continua o la corriente de corriente continua o ambas, usadas para cargar una batería.
Controlador de desviación de carga: Equipo que regula el proceso de carga de una batería, desviando la potencia del sistema de almacenamiento a las cargas de corriente alterna o de corriente continua o al servicio público interconectado.
Diodo de bloqueo: Un diodo usado para impedir el flujo inverso de corriente hacia el circuito de la fuente fotovoltaica.
Dispositivos fotovoltaicos integrados en el edificio: Celdas fotovoltaicas, dispositivos, módulos o materiales modulares, que están integrados en una superficie exterior o en la estructura de un edificio y sirven como superficie protectora externa del edificio.
Inversor: Equipo que se utiliza para cambiar el nivel de tensión o la forma de onda, o ambas, de la energía eléctrica. En general un inversor es un dispositivo que cambia una entrada de corriente continua en una salida de corriente alterna. Los inversores también pueden funcionar como cargadores de baterías que emplean la corriente alterna de otra fuente y la convierten en corriente continua para cargar las baterías.
Módulo: Unidad completa protegida ambientalmente, que consta de celdas solares, lentes y otros componentes, sin incluir los sistemas de orientación, diseñada para generar energía de corriente continua cuando es expuesta a la luz solar.
Módulo de corriente alterna (Módulo fotovoltaico de corriente alterna): Unidad completa protegida ambientalmente, que consta de celdas solares, óptica, inversor y otros componentes, sin incluir los de sistemas de orientación, diseñada para generar corriente continua cuando se expone a la luz solar.
Panel: Conjunto de módulos unidos mecánicamente, alambrados y diseñados para formar una unidad para instalarse en campo.
Red de generación y distribución de energía eléctrica: Sistema de generación, distribución y utilización de energía, tal como el sistema de una red pública y las cargas conectadas, que es externo y no controlado por el sistema de energía fotovoltaica.

Sistema: Un ensamble mecánicamente integrado de módulos o paneles con una estructura soporte y cimentación, seguimiento solar, control térmico, y otros componentes, según se requieran para formar una unidad de producción de corriente continua.
Sistema autónomo: Sistema solar fotovoltaico que suministra energía eléctrica independientemente de cualquier red de producción y distribución de energía eléctrica.
Sistema Fotovoltaico Solar: El total de componentes y subsistemas que, combinados, convierten la energía solar en energía eléctrica adecuada para la conexión a una carga de utilización.
Sistema Híbrido: Sistema compuesto de fuentes múltiples de energía. Estas fuentes pueden ser generadores fotovoltaicos, eólicos, micro hidroeléctricas, grupos motor generador y otros, pero no incluyen las redes de los sistemas de generación y distribución de electricidad. Los sistemas de almacenamiento de energía, tales como las baterías, no constituyen una fuente de energía para los propósitos de esta definición.
Sistema interactivo: Sistema solar fotovoltaico que funciona en paralelo con una red de generación y distribución de energía eléctrica, a la que puede alimentar. Para el propósito de esta definición, un subsistema de almacenamiento de energía de un sistema solar fotovoltaico, como una batería, no es otra fuente de producción.
Subarreglo: Un subconjunto eléctrico de un arreglo fotovoltaico.
Subarreglo monopolar: Un subarreglo fotovoltaico monopolar que tiene dos conductores en el circuito de salida, uno positivo (+) y uno negativo (-). Dos subarreglos fotovoltaicos monopolares son utilizados para formar un arreglo fotovoltaico bipolar.
Tensión del Sistema Fotovoltaico: Tensión de corriente continua de cualquier suministro fotovoltaico o circuito de salida fotovoltaico. Para instalaciones multifilares, la tensión del sistema fotovoltaico es la tensión más alta entre cualquier par de conductores de corriente continua.

690-3. Otros Artículos. Cuando los requisitos de otros Artículos de esta NOM y el Artículo 690 difieran, deben aplicarse los requisitos indicados en el Artículo 690 y, si el sistema funciona en paralelo con una fuente primaria de electricidad, se deben aplicar los requisitos de 705-14, 705-16, 705-32 y 705-143.
Excepción: Los sistemas solares fotovoltaicos, los equipos o el alambrado instalados en un lugar peligroso (clasificado) también deben cumplir con las partes aplicables de los Artículos 500 hasta 516.
690-4. Instalación.
a) Sistema fotovoltaico. Se permite que un sistema solar fotovoltaico suministre energía a una edificación u otra estructura, en adición a cualquier otro sistema de suministro de energía eléctrica.
b) Identificación y agrupamiento. Los circuitos de las fuentes fotovoltaicas y los circuitos fotovoltaicos de salida no deben instalarse en las mismas canalizaciones, charolas portacables, cables, cajas de salida o de empalme o accesorios similares, como conductores, alimentadores o circuitos derivados de otros sistemas no fotovoltaicos, a menos que los conductores de los distintos sistemas estén separados por una división. Los conductores de los sistemas fotovoltaicos deben estar identificados y agrupados como se requiere en (b)(1) hasta (b)(4). Los medios de identificación que se permiten son por código de colores, cinta marcadora, etiquetado, o cualquier otro medio aprobado.
1) Circuitos de suministro fotovoltaico. Los circuitos de suministro fotovoltaico, deben estar identificados en todos los puntos de terminación, conexión o empalme.
2) Circuitos de salida fotovoltaica y del inversor. Los conductores de los circuitos de salida fotovoltaica, los circuitos de entrada y los de salida del inversor deben estar identificados en todos los puntos de terminación, conexión y empalme.
3) Conductores de sistemas múltiples. Cuando los conductores de más de un sistema fotovoltaico ocupen la misma caja de conexiones, canalización, o equipo, los conductores de cada sistema deben estar identificados en todos los puntos de terminación, conexión y empalme.
Excepción: Cuando la identificación de los conductores es evidente por su espaciamiento o arreglo, no se requiere identificación adicional.
4) Agrupamiento. Cuando los conductores de más de un sistema fotovoltaico ocupen la misma caja de conexiones, o canalización con cubiertas removibles, los conductores de corriente alterna y de corriente continua de cada sistema deben ser agrupados separadamente, mediante amarres con alambre u otro medio similar, al menos una vez y luego deberán ser agrupados a intervalos no mayores de 1.80 metros.

Excepción: Los requerimientos para agrupamiento no aplican, si los circuitos entran desde un cable o canalización única al circuito, lo que hace un agrupamiento obvio.
c) Arreglo de las conexiones de módulos. Las conexiones a un módulo o panel deben estar organizadas de modo que si se quita un módulo o panel del circuito de un suministro fotovoltaico, no se interrumpa la continuidad de ningún conductor puesto a tierra a cualquier otro circuito de fuente fotovoltaica.
d) Equipo. Los inversores, motogeneradores, módulos fotovoltaicos, paneles fotovoltaicos, módulos fotovoltaicos de corriente alterna, combinadores de circuitos de alimentación y controladores de carga, destinados para usarse en sistemas de energía fotovoltaica deben estar aprobados e identificados para esa aplicación.
e) Alambrado y conexiones. El equipo y sistemas indicados en los incisos (a) hasta (d) anteriores y todo el alambrado asociado e interconexiones deben ser instalados por personal calificado.
f) Trayectoria de circuitos. Las fuentes fotovoltaicas y los conductores de salida dentro y fuera de un tubo conduit, y dentro de un edificio o estructura, deben tener una trayectoria a lo largo de miembros estructurales del edificio, tales como vigas, travesaños y columnas, cuando la localización de esos miembros estructurales pueda ser determinada por simple observación. Cuando los circuitos estén ocultos en el edificio, laminado o materiales de la membrana del techo, en áreas de techo no cubiertas por módulos fotovoltaicos y equipo asociado, la ubicación de los circuitos debe estar marcada claramente.
g) Sistemas fotovoltaicos bipolares. Cuando la suma de las tensiones de sistemas fotovoltaicos de los dos subarreglos monopolares, sin considerar la polaridad, excede la capacidad nominal de los conductores y del equipo conectado, los subarreglos monopolares en un sistema fotovoltaico bipolar deben estar físicamente separados, y los circuitos eléctricos de salida de cada subarreglo monopolar deben estar instalados en canalización separada hasta la conexión con el inversor. Los medios de desconexión y los dispositivos de protección por sobre corriente de cada salida de subarreglo monopolar, deben estar en envolventes separadas. Todos los conductores de cada subarreglo deben estar alojados en la misma canalización.

Excepción: Se permite que sean utilizados interruptores con capacidad para la máxima tensión entre los circuitos y que tengan una barrera física separando los medios de desconexión de cada subarreglo monopolar, en lugar del medio de desconexión en envolvente separada.
h) Inversores múltiples. Se permite que un sistema fotovoltaico tenga inversores múltiples interactivos con el suministrador, instalados en o sobre un solo edificio o estructura. Cuando los inversores estén localizados remotamente uno del otro, se debe colocar un directorio, de acuerdo con 705-10, en el medio de desconexión de cada sistema fotovoltaico, en cada medio de desconexión de corriente alterna y en el medio de desconexión de la acometida principal, mostrando la ubicación de todos los medios de desconexión de corriente alterna y de corriente continua del sistema fotovoltaico dentro del edificio.
Excepción: No se requerirá un directorio cuando todos los inversores y los medios de desconexión de corriente continua fotovoltaica estén agrupados con los medios de desconexión de la acometida principal.
690-5. Protección contra fallas a tierra. Los arreglos fotovoltaicos de corriente continua puestos a tierra deben tener protección contra fallas a tierra de corriente continua, que cumpla con los requisitos de (a) hasta (c) siguientes para reducir los peligros de incendio. Los arreglos fotovoltaicos de corriente continua no puestos a tierra deben cumplir lo establecido en 690-35.
Excepción 1: Se permitirá que no tengan protección contra fallas a tierra los arreglos fotovoltaicos montados en el suelo o en postes, con no más de dos circuitos de alimentación en paralelo y con todas las fuentes de corriente continua y todos los circuitos de salida de corriente continua, cuando están separados de edificios.
Excepción 2: Se permitirá que los arreglos fotovoltaicos instalados en lugares diferentes de las unidades de vivienda no tengan protección contra fallas a tierra, si cada conductor de puesta a tierra de equipos está dimensionado de acuerdo con 690-45.
a) Detección e interrupción de fallas a tierra. El dispositivo o sistema de protección contra fallas a tierra debe ser capaz de detectar una corriente de falla a tierra, interrumpir el flujo de la corriente de falla y suministrar una indicación de dicha falla.
Se permitirá la apertura automática del conductor puesto a tierra del circuito con falla para interrumpir

la trayectoria de la corriente de falla. Si un conductor puesto a tierra se abre para interrumpir la trayectoria de la corriente de falla a tierra, todos los conductores del circuito con falla se deben abrir automática y simultáneamente.
La operación manual del desconectador principal del circuito fotovoltaico de corriente continua no debe activar el dispositivo de protección contra fallas a tierra ni hacer que los conductores puestos a tierra se conviertan en no puestos a tierra.
b) Separación de los circuitos con falla. Los circuitos con falla se deben aislar mediante uno de los siguientes métodos:
(1) Los conductores no puestos a tierra del circuito con falla se deben desconectar automáticamente.
(2) El inversor o el controlador de carga alimentado por el circuito con falla debe suspender automáticamente la alimentación a los circuitos de salida.
c) Etiquetado y marcado. Debe aparecer una etiqueta de advertencia en el inversor interactivo con el suministrador o debe colocarse cerca del indicador de falla a tierra en una ubicación visible, indicando lo siguiente:
ADVERTENCIA
PELIGRO DE DESCARGA ELECTRICA
SI SE INDICA UNA FALLA A TIERRA,
LOS CONDUCTORES NORMALMENTE PUESTOS A TIERRA
PUEDEN ESTAR ENERGIZADOS Y NO PUESTOS A TIERRA.
Cuando el sistema fotovoltaico también tiene baterías, la misma advertencia se debe colocar en un lugar visible en las baterías.
690-6. Módulos de corriente alterna.
a) Circuitos de una fuente fotovoltaica. Para los módulos de corriente alterna, no se deben aplicar los requisitos del Artículo 690 relacionados con los circuitos de una fuente fotovoltaica. El circuito de una fuente fotovoltaica, los conductores y los inversores, deben considerarse como alambrado interno de un módulo de corriente alterna.

b) Circuito de salida del inversor. La salida de un módulo de corriente alterna debe considerarse como circuito de salida del inversor.
c) Medios de desconexión. Se permitirá un solo medio de desconexión, de acuerdo con 690-15 y 690-17, para la salida de corriente alterna combinada de uno o más módulos de corriente alterna Adicionalmente, cada módulo de corriente alterna, en un sistema con varios módulos de corriente alterna, debe ser provisto con un medio de desconexión del tipo terminal, atornillado o con conector.
d) Detección de fallas a tierra. Se permitirá que los sistemas de módulos de corriente alterna usen un solo dispositivo de detección para detectar solamente fallas a tierra de corriente alterna y para deshabilitar el arreglo interrumpiendo la alimentación de corriente alterna a los módulos de corriente alterna.
e) Protección contra sobrecorriente. Se permitirá que los circuitos de salida de los módulos de corriente alterna tengan protección contra sobrecorriente y que el dimensionamiento de los conductores se haga de acuerdo con la sección 240-5(b)(2).
B. Requisitos para los circuitos
690-7. Tensión máxima.
En un circuito de fuente fotovoltaica de corriente continua. o un circuito de salida, la tensión máxima del sistema fotovoltaico para ese circuito se debe calcular como la suma de la tensión de circuito abierto de los módulos fotovoltaicos conectados en serie, corregido para la más baja temperatura ambiente esperada. Para módulos de silicio cristalino y multicristalino, se debe multiplicar la tensión nominal de circuito abierto por el factor de corrección proporcionado en la Tabla 690-7. Esta tensión se debe usar para determinar la tensión nominal de cables, desconectadores, dispositivos de protección contra sobrecorriente y otros equipos. Cuando la temperatura ambiente esperada más baja esté por debajo de 40 °C, o cuando se emplean módulos fotovoltaicos diferentes a los de silicio cristalino o multicristalino, se debe realizar el ajuste de la tensión del sistema de acuerdo con las instrucciones del fabricante.
Cuando los coeficientes de temperatura para la tensión de circuito abierto se suministran en las instrucciones para módulos fotovoltaicos, éstos se deben utilizar para calcular la tensión máxima del

sistema fotovoltaico tal como lo exige la sección 110-3(b) en lugar de usar la Tabla 690-7.
b) Circuitos de utilización de corriente continua. La tensión de los circuitos de utilización de corriente continua debe ser de acuerdo con 210-6.
c) Circuitos de fuentes y de salida fotovoltaica. En viviendas unifamiliares y bifamiliares, se permitirá que los circuitos de fuente fotovoltaica y los circuitos de salida, que no incluyan portalámparas, contactos o accesorios, tengan una tensión máxima del sistema fotovoltaico de hasta 600 volts. Otras instalaciones con una tensión máxima del sistema fotovoltaico superior a 600 volts deben cumplir con el Artículo 690, Parte I.
d) Circuitos de más de 150 volts a tierra. En las viviendas unifamiliares y bifamiliares, las partes vivas de los circuitos de fuentes fotovoltaicas y los circuitos fotovoltaicos de salida de más de 150 volts a tierra, deben ser accesibles únicamente a personas calificadas, mientras estén energizados.
Nota Informativa: Para la protección de partes vivas véase 110-27. Para tensión a tierra y entre conductores, véase 210-6.
e) Circuitos de fuentes bipolares y de salida. Para circuitos de 2 hilos conectados a sistemas bipolares, la tensión máxima del sistema debe ser la mayor tensión entre los conductores del circuito de 2 hilos si aplican todas las condiciones siguientes:
(1) Un conductor de cada circuito de un subarreglo bipolar está sólidamente puesto a tierra
Excepción. La operación de dispositivos (operación anormal) de fallas a tierra o por falla de arco, son permitidos para interrumpir esta conexión a tierra, cuando el arreglo bipolar completo se convierte en dos arreglos distintos, separados uno del otro y del equipo de utilización.
(2) Cada circuito esté conectado a un subarreglo separado.
(3) El equipo esté marcado claramente con una etiqueta que indique:
ADVERTENCIA
ARREGLO FOTOVOLTAICO BIPOLAR
LA DESCONEXION DE LOS CONDUCTORES DEL NEUTRO
O LOS PUESTOS A TIERRA PUEDE OCASIONAR
UNA SOBRETENSION EN EL ARREGLO O EN EL INVERSOR

Tabla 690-7 Factores de corrección de la tensión para módulos de silicio cristalino y multicristalino

Factores de corrección para temperaturas ambiente menores a 25 °C (Se multiplica el tensión nominal de circuito abierto por el factor de corrección aplicable que se muestra a continuación)	
Temperatura ambiente (°C)	**Factor**
-36 a -40	1.02
19 a 15	1.04
14 a 10	1.06
9 a 5	1.08
4 a 0	1.10
-1 a -5	1.12
-6 a -10	1.14
24 a 20	1.16
-11 a -15	1.18
-16 a -20	1.20
-21 a -25	1.21
-26 a -30	1.23
-31 a -35	1.25

690-8. Dimensionamiento y corriente de los circuitos.
a) Cálculo de la corriente máxima del circuito. La corriente máxima para un circuito específico se debe calcular de acuerdo con (1) hasta (4) siguientes.
NOTA: Cuando se aplican los requisitos de (a)(1) y (b)(1), el factor de multiplicación resultante es del 156 por ciento.
1) Corrientes del circuito de la fuente fotovoltaica. La corriente máxima debe ser la suma de la

corriente de cortocircuito de los módulos en paralelo, multiplicado por el 125 por ciento.
2) Corrientes del circuito fotovoltaico de salida. La corriente máxima debe ser la suma de las corrientes máximas de los circuitos de las fuentes en paralelo, como se calcula en el inciso (1) anterior.
3) Corriente del circuito de salida del inversor. La corriente máxima debe ser la corriente permanente de salida del inversor.
4) Corriente del circuito de entrada de un inversor autónomo. La corriente máxima debe ser la corriente permanente de entrada del inversor autónomo, cuando el inversor esté produciendo su potencia nominal a la tensión más baja de entrada.
b) Ampacidad y valor nominal de los dispositivos de protección contra sobrecorriente. Se considerarán como constantes las corrientes de los sistemas fotovoltaicos.
1) Dispositivos de Sobrecorriente. Donde son requeridos, los dispositivos de sobrecorriente deben ser seleccionados como es requerido en (a) hasta (d) siguientes:
a. Conducir no menos del 125 por ciento de la corriente máxima calculada en 690-8 (a).
Excepción: Se permitirá usar al 100 por ciento de su valor nominal, en los circuitos que contengan un ensamble con los dispositivos de protección contra sobrecorriente integrados y que estén etiquetados para funcionamiento continuo al 100 por ciento de su valor nominal.
b. Los límites de temperatura en las terminales deben estar de acuerdo con 110-3 (b) y 110-14 (c).
c. Cuando se operen a temperaturas mayores que 40 °C se deben de aplicar los factores de corrección de temperatura del fabricante.
d. Se permite que el valor nominal o de ajuste de los dispositivos de sobrecorriente estén de acuerdo con 240-4 (b), (c) y (d).

2) Ampacidad del Conductor. Los conductores del circuito deben ser seleccionados para conducir cuando menos, la mayor corriente determinada en (a) o (b) siguientes.
a. 125 por ciento de las corrientes máximas calculadas en 690-8 (a) sin ningún factor adicional de corrección por las condiciones de uso.
b. Las máximas corrientes calculadas en 690-8 (a) después que las condiciones de uso han sido aplicadas
c. Cuando se requiera, el conductor seleccionado debe ser protegido por un dispositivo de sobrecorriente, después de la aplicación de las condiciones de uso.
c) Sistemas con múltiples tensiones de corriente continua. Para una fuente fotovoltaica de potencia, que tiene circuitos de múltiples tensiones de salida y que usa un conductor común de retorno, la ampacidad de dicho conductor no debe ser menor a la suma de las corrientes nominales de los dispositivos de protección contra sobrecorriente de los circuitos individuales de salida.
d) Tamaño de los conductores del módulo de interconexión. Cuando un dispositivo de sobrecorriente es utilizado para proteger un conjunto de dos o más circuitos de módulos conectados en paralelo, la ampacidad de cada uno de los conductores del módulo de interconexión no deberán ser menor a la suma del valor nominal de los fusibles individuales, más el 125 por ciento de la corriente de cortocircuito de los otros módulos conectados en paralelo.
690-9. Protección contra sobrecorriente.
a) Circuitos y equipos. El circuito de una fuente fotovoltaica, el circuito fotovoltaico de salida, el circuito de salida del inversor y los conductores del circuito de la batería de acumuladores y los equipos, deben estar protegidos según establece el Artículo 240. Los circuitos conectados a más de una fuente de suministro eléctrico deben tener dispositivos de protección contra sobrecorriente instalados de modo que brinden esa protección desde todas las fuentes.
Excepción. No será requerido un dispositivo de sobrecorriente para módulos fotovoltaicos o conductores del circuito de fuentes fotovoltaicas seleccionados de acuerdo con 690-8(b), cuando una de las siguientes condiciones aplica:
a. No existen fuentes externas tales como circuitos de una fuente conectados en paralelo, baterías o retroalimentación desde inversores.
b. Las corrientes de corto circuito de todas las fuentes no exceden la ampacidad de los conductores, o el máximo tamaño del dispositivo de protección contra sobrecorriente especificado en la placa de datos del módulo fotovoltaico.
NOTA: Para establecer si todos los conductores y módulos están debidamente protegidos contra

sobrecorriente desde todas las fuentes, se debe tener en cuenta la posible retroalimentación de corriente desde cualquier fuente de alimentación, incluyendo la alimentación a través de un inversor en el circuito fotovoltaico salida y los circuitos de las fuentes fotovoltaicas.

b) Transformadores de potencia. Un transformador con una o varias fuentes conectadas en cada lado, se debe proteger contra sobrecorriente de acuerdo con lo establecido en 450-3, considerando primero uno de los lados del transformador como el primario y después el otro lado.

Excepción: Un transformador de potencia con una corriente nominal en el lado que está conectado a la salida del inversor interactivo con el suministrador, no menor que la corriente de salida nominal continua del inversor, se permite sin protección de sobrecorriente del inversor.

c) Circuitos de una fuente fotovoltaica. Se permitirá que los dispositivos contra sobrecorriente de los circuitos derivados o de los dispositivos contra sobrecorriente tipo complementario, proporcionen protección contra sobrecorriente en los circuitos de la fuente fotovoltaica. Los dispositivos de sobrecorriente deben ser accesibles, pero no se exigirá que sean fácilmente accesibles.

Los valores normalizados de los dispositivos complementarios de protección contra sobrecorriente permitidos en esta sección se deben dar en incrementos de un ampere, empezando en 1 ampere y hasta 15 amperes inclusive. Los valores normales superiores a 15 amperes para los dispositivos complementarios de protección contra sobrecorriente se deben basar en los valores normales especificados en la sección 240-6(a).

d) Valores nominales de corriente continua. Los dispositivos de protección contra sobrecorriente, ya sean fusibles o interruptores automáticos, que se utilicen en cualquier parte de corriente continua de un sistema fotovoltaico de potencia, deben estar etiquetados para su uso en circuitos de corriente continua y deben tener los valores nominales adecuados de tensión, corriente y capacidad interruptiva.

e) Protección de sobrecorriente en serie. En circuitos de fuentes fotovoltaicas, un solo dispositivo de protección por sobrecorriente será permitido para proteger los módulos fotovoltaicos y los conductores de interconexión.

690-10. Sistemas autónomos. El sistema de alambrado de los inmuebles debe ser adecuado para cumplir con los requisitos de esta NOM para una instalación similar conectada a una acometida. El alambrado del lado de la alimentación del medio de desconexión del edificio o estructura debe cumplir con esta NOM, con excepción de lo que se modifica de (a) hasta (e) siguientes.

a) Salida del inversor. Se permitirá que la salida de corriente alterna de un inversor autónomo suministre alimentación de corriente alterna al medio de desconexión del edificio o estructura a niveles de corriente menores a la carga calculada para ese desconectador. El valor nominal de salida del inversor o el de una fuente de energía alterna debe ser igual o mayor a la carga requerida por el equipo de utilización individual más grande conectado al sistema. Las cargas calculadas de alumbrado general no se deben considerar con una carga individual.

b) Dimensionamiento y protección. Los conductores del circuito entre la salida del inversor y el medio de desconexión del edificio o estructura deben estar dimensionados con base en el valor nominal de salida del inversor. Estos conductores deben protegerse de sobrecorrientes de acuerdo con el Artículo 240. Dicha protección debe ubicarse en la salida del inversor.

c) Una sola alimentación de 120 volts. Se permitirá que la salida del inversor de un sistema solar fotovoltaico autónomo suministre 120 volts a un equipo de acometida monofásico, de 3 hilos, de 120/240 volts, o paneles de distribución cuando no hay salidas de 240 volts y cuando no existan circuitos derivados multifilares. En todas las instalaciones, el valor nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente conectado a la salida del inversor debe ser menor que el valor nominal de la barra conductora del neutro en el equipo de acometida. Este equipo debe estar marcado con la siguiente leyenda, o equivalente:

ADVERTENCIA
ALIMENTACION INDIVIDUAL DE 120 VOLTS.
NO CONECTAR CIRCUITOS DERIVADOS MULTIFILARES

d) Requerimiento de almacenamiento de energía o de sistema de alimentación de respaldo. No se requerirá almacenamiento de energía ni sistemas de alimentación de respaldo.

e) Interruptores automáticos para retroalimentación. Los interruptores automáticos para retroalimentación del tipo enchufable, conectados a la salida de un inversor autónomo, en sistemas autónomos o sistemas interactivos con el suministrador, deben estar sujetados de acuerdo con 408-

36(d). Los interruptores automáticos que estén marcados “línea” y “carga”, no deben ser empleados cuando haya retroalimentación.

690-11. Protección de falla por arco (Corriente continua). Los sistemas fotovoltaicos con circuitos de fuentes de corriente continua, circuitos de salida de corriente continua o ambos, encima o penetrando a un edificio, operando con tensión máxima de sistema fotovoltaico de 80 volts o mayor, deben estar protegidos por un interruptor (corriente continua) de falla por arco, aprobado, tipo fotovoltaico u otros componentes del sistema que provean una protección equivalente. Los medios de protección fotovoltaicos por falla de arco, deben de cumplir con los siguientes requerimientos:

(1) El sistema debe detectar e interrumpir fallas por arco resultantes de una falla en la continuidad esperada de un conductor, conexión, módulo u otro componente del sistema, en los circuitos de fuentes fotovoltaicas y circuitos de salida.

(2) El sistema debe desactivar o desconectar a uno de los siguientes:

a. Inversores o controladores de carga conectados al circuito con falla cuando la falla sea detectada.

b. Componentes del sistema dentro del circuito donde se produce el arco

(3) El sistema requiere que el equipo desactivado o desconectado sea manualmente restablecido.

(4) El sistema debe tener un indicador que suministre una señal visual de que el interruptor del circuito ha operado. Esta indicación no debe restablecerse automáticamente.

C. Medios de desconexión

690-13. Todos los conductores. Se debe proporcionar un medio que desconecte todos los conductores portadores de corriente continua de un sistema fotovoltaico de todos los demás conductores en un edificio u otra estructura. No se debe instalar un interruptor, un interruptor automático, ni otro dispositivo, en un conductor puesto a tierra, si el funcionamiento de ese interruptor, interruptor automático u otro dispositivo deja al conductor marcado como puesto a tierra, en un estado energizado y no puesto a tierra.

Excepción 1. Un interruptor o interruptor automático que es parte de un sistema de detección de falla a tierra requerido en 690-5, o que es parte de un sistema de detección/interrupción de falla por arco requerido en 690-11, se permitirá que abra el conductor puesto a tierra cuando dicho interruptor o interruptor automático sea automáticamente abierto como una función normal del dispositivo en respuesta a fallas a tierra.

Excepción 2. Un desconectador es permitido en un conductor de puesta a tierra si todas las siguientes condiciones son cumplidas:

(1) El interruptor es utilizado únicamente para mantenimiento del arreglo fotovoltaico.

(2) El interruptor esta accesible únicamente para personal calificado.

(3) El interruptor esta designado para la máxima tensión y corriente continua que puedan estar presentes durante cualquier operación, incluyendo condiciones de falla a tierra.

NOTA: El conductor puesto a tierra puede tener un medio de desconexión, atornillado o con terminal, para permitir la inspección y mantenimiento del personal calificado.

690-14. Disposiciones adicionales. Los medios de desconexión para las fuentes de energía fotovoltaicas deben cumplir con (a) hasta (d) siguientes.

a) Medio de desconexión. No se exigirá que el medio de desconexión sea adecuado como equipo de acometida y debe cumplir con la sección 690-17.

b) Equipo. Se permitirá instalar equipos tales como interruptores de aislamiento de fuentes fotovoltaicas, dispositivos de protección contra sobrecorriente y diodos de bloqueo, en el lado fotovoltaico del medio de desconexión.

c) Requisitos para el medio de desconexión. Se debe proveer un medio que desconecte todos los conductores de un edificio u otra estructura de los conductores del sistema fotovoltaico.

1) Ubicación. El medio de desconexión del sistema fotovoltaico se debe instalar en un lugar fácilmente accesible, bien sea en el exterior de un edificio o estructura, o en el interior, lo más cerca del punto de entrada de los conductores del sistema.

Excepción: Se permitirá que las instalaciones que cumplan con la sección 690-31(e) tengan el medio de desconexión ubicado en un lugar remoto desde el punto de entrada de los conductores del sistema.

El medio de desconexión del sistema fotovoltaico no se debe instalar en baños.

2) Marcado. El medio de desconexión de cada sistema fotovoltaico debe estar marcado permanentemente para identificarlo como desconectador del sistema fotovoltaico.
3) Adecuado para el uso. El medio de desconexión de cada sistema fotovoltaico debe ser adecuado para las condiciones prevalecientes. El equipo instalado en lugares peligrosos (clasificados) debe cumplir con los requisitos de los Artículos 500 hasta 517.
4) Cantidad máxima de desconectadores. El medio de desconexión del sistema fotovoltaico debe tener no más de seis interruptores o seis interruptores automáticos montados en una sola envolvente, en un grupo de envolventes separados o dentro o sobre un tablero de distribución.
5) Agrupamiento. Los medios de desconexión del sistema fotovoltaico se deben agrupar con otros medios de desconexión para que el sistema cumpla lo estipulado en el inciso (4) anterior. No se exigirá un medio de desconexión del sistema fotovoltaico en el sitio de instalación del módulo o del arreglo fotovoltaico.
d) Inversores interactivos con el suministrador montados en lugares que no son fácilmente accesibles. Se permitirá que los inversores interactivos con el suministrador estén montados sobre techos u otras áreas exteriores que no sean fácilmente accesibles. Estas instalaciones deben cumplir las condiciones (1) hasta (4) siguientes:
(1) Se debe montar un medio de desconexión del sistema fotovoltaico de corriente continua al alcance de la vista desde el inversor o dentro de él.
(2) Se debe montar un medio de desconexión de corriente alterna al alcance de la vista desde el inversor o dentro de él.
(3) Los conductores de salida de corriente alterna provenientes del inversor y un medio adicional de desconexión de corriente alterna para el inversor deben cumplir con (c)(1) anterior.
(4) Se debe instalar una placa con leyenda de acuerdo con 705-10.

690-15. Desconexión de equipo fotovoltaico. Deben proveerse medios para desconectar equipos tales como inversores, baterías, controladores de carga y similares, de todos los conductores no puestos a tierra de todas las fuentes. Si el equipo está energizado por más de una fuente, los medios de desconexión deben ser agrupados e identificados.
Se permitirá un solo medio de desconexión, de acuerdo con 690-17, para la salida de corriente alterna combinada de uno o más inversores o módulos de corriente alterna en un sistema interactivo.
690-16. Fusibles.
a) Medios de desconexión. Se deben instalar medios de desconexión para desconectar un fusible de todas fuentes de suministro si el fusible esta energizado desde ambas direcciones. Si dicho fusible está en un circuito de fuente fotovoltaica, debe ser posible que sea desconectado independientemente de los fusibles que haya en otros circuitos de fuentes fotovoltaicas.
b) Servicio a fusibles. Se deben instalar medios de desconexión en los circuitos fotovoltaicos de salida cuando los dispositivos de sobrecorriente (fusibles) se les debe suministrar servicio y no pueden ser aislados de circuitos energizados. Los medios de desconexión deben estar a la vista de, y accesibles a, la ubicación de los fusibles o ser integral al portafusibles y debe de cumplir con 690-17. Cuando los medios de desconexión estén localizados a más de 1.80 metros del dispositivo de sobrecorriente, se debe instalar en la ubicación del dispositivo de sobrecorriente, un directorio mostrando la ubicación de cada desconectador.
Los medios de desconexión designados para apertura sin carga deben estar marcados "No abrir con carga".
690-17. Desconectadores o interruptores automáticos. El medio de desconexión para los conductores no puestos a tierra debe consistir en uno o varios interruptores o interruptores automáticos operados manualmente y deben cumplir con todos los requisitos siguientes:
(1) Estar ubicado donde sea fácilmente accesible
(2) Ser operable desde el exterior sin que el operador se exponga al contacto con partes vivas.
(3) Estar claramente marcado para indicar cuándo está en la posición de abierto o cerrado.
(4) Tener una capacidad de interrupción suficiente para la tensión del circuito y para la corriente disponible en los terminales de línea de los equipos.
Cuando todos los terminales de los medios de desconexión se puedan energizar estando en la posición de abierto, se debe instalar, en el medio de desconexión o lo más cerca posible del mismo, un anuncio claramente legible que indique lo siguiente:
ADVERTENCIA

PELIGRO DE DESCARGA ELECTRICA.
NO TOCAR LAS TERMINALES.
LAS TERMINALES, TANTO EN EL LADO DE LINEA COMO EN EL DE CARGA,
PUEDEN ESTAR ENERGIZADAS EN LA POSICION DE ABIERTO

Excepción: Se permitirá usar un conector como un medio de desconexión de corriente alterna o de corriente continua, siempre que cumpla con los requisitos de la sección 690-33 y esté aprobado pare ese uso.

690-18. Instalación y mantenimiento de un arreglo fotovoltaico. Se debe emplear un medio de apertura o de puesta en corto circuito o un recubrimiento opaco, que permita desactivar un arreglo fotovoltaico o partes de un arreglo fotovoltaico para instalación y mantenimiento.

NOTA: Los módulos fotovoltaicos están energizados cuando están expuestos a la luz. La instalación, sustitución o mantenimiento de los componentes del arreglo fotovoltaico, mientras un módulo o módulos son irradiados, puede exponer a choque eléctrico a las personas.

D. Métodos de alambrado

690-31. Métodos permitidos.

a) Sistemas de alambrado. Se permitirá utilizar todos los métodos de alambrado con canalizaciones y cables incluidos en esta NOM, y otros sistemas de alambrado y accesorios proyectados específicamente e identificados para uso en arreglos fotovoltaicos. Cuando se utilicen dispositivos alambrados con envolventes integrales, se debe suministrar una longitud suficiente del cable para que se puedan reemplazar fácilmente.

Cuando se instalan en lugares fácilmente accesibles, los circuitos de fuente y de salida fotovoltaicos, funcionando a tensiones máximas del sistema mayores a 30 volts, se deben instalar en una canalización.

NOTA: Los módulos fotovoltaicos funcionan a temperaturas elevadas cuando se exponen a temperaturas ambiente altas y al brillo de la luz solar. Estas temperaturas pueden rutinariamente exceder 70 °C en muchos lugares. Los conductores de interconexión de los módulos están disponibles con aislamiento para lugares mojados y temperatura nominal de 90 °C o más.

b) Cables de un solo conductor. Se permite usar cables de un solo conductor tipo USE-2 y cables de un solo conductor aprobados como alambre fotovoltaico, en lugares exteriores expuestos, en circuitos de fuente fotovoltaica para las interconexiones de los módulos fotovoltaicos dentro del arreglo fotovoltaico.

Excepción: Se deben usar canalizaciones cuando así se exija en el inciso (a) anterior.

NOTA: Los conductores fotovoltaicos [También llamado cable fotovoltaico (FV)] tienen un diámetro exterior no estándar. El factor de relleno en tubo conduit debe ser calculado usando la tabla 1 del Capítulo 10.

c) Cables y cordones flexibles. Los cables y cordones flexibles usados para conectar las partes móviles de orientación de los módulos fotovoltaicos, deben cumplir lo establecido en el Artículo 400 y deben ser de un tipo identificado como cordones de uso pesado o como cables portátiles de alimentación; deben ser adecuados para uso extrapesado, estar aprobados para uso en exteriores y ser resistentes al agua y a la luz del sol. La ampacidad permisible debe cumplir lo establecido en la sección 400-5. Cuando la temperatura ambiente supere 30 °C, la ampacidad se debe reducir mediante los factores de corrección dados en la Tabla 690-31(c).

TABLA 690-31(c).- Factores de corrección

Temperatura ambiente °C	Temperatura máxima de operación del conductor			
	60 °C	**75 °C**	**90 °C**	**105 °C**
30	1.00	1.00	1.00	1.00
31-35	0.91	0.94	0.96	0.97
36-40	0.82	0.88	0.91	0.93
41-45	0.71	0.82	0.87	0.89
46-50	0.58	0.75	0.82	0.86
51-55	0.41	0.67	0.76	0.82
56-60		0.58	0.71	0.77
61-70		0.33	0.58	0.68
71-80			0.41	0.58

d) Cables con conductores pequeños. Se permiten cables monoconductores de tamaño nominal de 1.31 mm2 (16 AWG) y 0.824 mm2 (18 AWG) aprobados para uso en intemperie y que sean resistentes a la luz del sol y al agua, para conexiones de módulos siempre que dichos cables cumplan los requisitos de ampacidad de 690-8. Se debe usar 310-15 para determinar los factores de ajuste y corrección de la ampacidad del cable.

e) Circuitos de fuentes fotovoltaicas de corriente continua y de salida dentro de un edificio. Cuando los circuitos de una fuente fotovoltaica de corriente continua o de salida de un sistema fotovoltaico integrado al edificio u otro sistema fotovoltaico tienen trayectorias dentro de un edificio o estructura, deberán estar contenidos en una canalización metálica, o ser de cable con blindaje metálico Tipo MC que cumpla con 250-118(10) o envolventes metálicas desde el punto de penetración de la superficie del edificio o estructura, hasta el primer medio de desconexión fácilmente accesible. El medio de desconexión debe cumplir con 690-14(a), (b) y (d). Los métodos de alambrado deben cumplir con los requerimientos de instalación adicionales indicados en (1) hasta (4).

1) Debajo de techos. Los métodos de alambrado deben instalarse a más de 25 centímetros de la plataforma o cubierta del techo, excepto donde esté directamente debajo de una superficie de techo cubierta por módulos fotovoltaicos y equipo asociado. Los circuitos deben tener una trayectoria perpendicular del punto de penetración en el techo a los soportes a cuando menos 25 centímetros por debajo de la plataforma del techo.

NOTA: El requerimiento de 25 centímetros es para prevenir un daño accidental de las sierras utilizadas por los bomberos para ventilar techos durante un incendio de la estructura.

2) Métodos con alambrado flexible. Cuando sea instalado tubo conduit metálico flexible menor que la designación métrica 21 (tamaño comercial _) o cable Tipo MC con diámetro menor de 2.5 centímetros conteniendo conductores de circuitos fotovoltaicos y esté instalado a través de vigas del techo o del piso, la canalización o cable deben estar protegidos por tiras de guarda que tengan una altura de al menos la de la canalización o el cable. Cuando la trayectoria es visible, otra que no esté dentro de 1.80 metros de la conexión a equipo, los métodos de alambrado deberán seguir en forma cercana la superficie del edificio o estar protegidos contra daño físico por un medio adecuado.

3) Marcado y etiquetado requerido: Los siguientes métodos de alambrado y envolventes, que contengan conductores de fuentes de energía fotovoltaica, deben estar marcados con el texto "Fuente de energía fotovoltaica" mediante etiquetas fijadas permanentemente u otro marcado permanente adecuado:

(1) Canalizaciones visibles, charolas para cables y otros métodos de alambrado

(2) Cubiertas o envolventes de cajas de jalado y cajas de conexiones

(3) Condulet cuando cualquiera de las aberturas disponibles no está utilizada

4) Métodos y ubicación de marcado y etiquetado. Las etiquetas o marcado deben ser visibles después de la instalación. Las etiquetas de circuitos de fuentes de energía fotovoltaica deben estar presentes en cada sección del sistema de alambrado que esté separada por envolventes, paredes, divisiones, techos o pisos. El espaciado entre etiquetas o marcado, o entre una etiqueta y un marcado, no deberá ser mayor de 3.00 metros. Las etiquetas requeridas por esta sección deben ser adecuadas para el ambiente donde serán instaladas.

f) Cables flexibles, con trenzado fino. Los cables flexibles con trenzado de hilos finos deben ser terminados únicamente con terminales, zapatas, dispositivos o conectores que estén de acuerdo con 110-14(a).

690-32. Conexión de componentes. Para la interconexión en el sitio, de módulos u otros componentes del arreglo, se permitirá usar accesorios y conectores proyectados para quedar ocultos en el momento del ensamble en el sitio, si están aprobados para ese uso. Dichos accesorios y conectores deben ser iguales al método de alambrado empleado en: el aislamiento, aumento de temperatura y resistencia a las corrientes de falla y deben ser capaces de resistir las condiciones ambientales en las cuales se vayan a usar.

690-33. Clavijas o conectores. Las clavijas permitidas en 690 deben cumplir con lo indicado en los incisos (a) hasta (e) siguientes:

a) Configuración. Las clavijas deben ser polarizadas y tener una configuración que no sea intercambiable con contactos de otros sistemas eléctricos del edificio.

b) Protección. Las clavijas deben estar construidas de forma que protejan a las personas del contacto inadvertido con partes vivas.

c) Tipo. Las clavijas deben ser de tipo de enganche o de seguridad. Las clavijas que son fácilmente

accesibles y se usan en circuitos que funcionan a más de 30 volts para circuitos de corriente continua o 30 volts para circuitos de corriente alterna, deben requerir de una herramienta para abrirlas.

d) Elemento de puesta a tierra. El elemento de puesta a tierra de la clavija debe ser el primero en hacer contacto y el último en romperlo.

e) Interrupción del circuito. Las clavijas deben cumplir con (1) o (2) siguientes:

(1) Tener capacidad para interrumpir la corriente sin peligro para el operador.

(2) Ser de un tipo que requiera del uso de una herramienta para abrirla y estar marcada con la inscripción "No desconectar con carga" o "No para interrumpir corriente".

690-34. Acceso a cajas. Las cajas de empalme, de paso y de salida ubicadas detrás de los módulos o paneles se deben instalar de modo que el alambrado que contengan sea accesible directamente o desplazando un módulo o panel que estén asegurados con sujetadores desmontables y conectados mediante un sistema de alambrado flexible.

690-35. Sistemas de fuentes fotovoltaicas no puesto a tierra. Se permitirá que los sistemas de fuentes fotovoltaicas funcionen con circuitos de fuentes fotovoltaicas y de salida no puestos a tierra, cuando el sistema cumpla lo indicado en (a) hasta (g) siguientes.

a) Desconectadores. Todos los conductores de los circuitos de fuentes fotovoltaicas y de salida deben tener desconectadores que cumplan lo indicado en el Artículo 690, Parte C.

b) Protección contra sobrecorriente. Todos los conductores de los circuitos de fuentes fotovoltaicas y de salida deben tener protección contra sobrecorriente de acuerdo con 690-9.

c) Protección contra fallas a tierra. Todos los circuitos de fuentes fotovoltaicas y de salida deben tener un dispositivo o sistema de protección contra fallas a tierra que cumpla con los numerales (1) hasta (3) siguientes:

(1) Detecte una falla a tierra.

(2) Indique que ha ocurrido una falla a tierra.

(3) Desconecte automáticamente todos los conductores o haga que el inversor o el controlador de carga conectados al circuito con falla, interrumpa automáticamente la alimentación a los circuitos de salida.

d) Los conductores de la fuente fotovoltaica deben consistir de uno de los siguientes elementos:

(1) Cables multiconductores con chaqueta no metálica.

(2) Conductores instalados en canalizaciones, o

(3) Conductores etiquetados e identificados como alambre fotovoltaico, de un solo conductor y para instalarse visible.

e) Se permitirá usar los circuitos de corriente continua de un sistema de alimentación fotovoltaica con sistemas de baterías no puestos a tierra, cuando cumplan lo especificado en la sección 690-71(g).

f) La fuente de alimentación fotovoltaica debe estar etiquetada con la siguiente advertencia en cada caja de empalme, caja combinadora, desconectador y dispositivo cuando los circuitos energizados, no puestos a tierra, puedan estar visibles durante el servicio.

ADVERTENCIA
PELIGRO DE DESCARGA ELECTRICA.
LOS CONDUCTORES DE CORRIENTE CONTINUA DE ESTE SISTEMA FOTOVOLTAICO
NO ESTAN PUESTOS A TIERRA Y PUEDEN ESTAR ENERGIZADOS.

g) Los inversores o los controladores de carga usados en sistemas con circuitos de fuentes fotovoltaicas y de salida no puestos a tierra deben ser adecuados para ese propósito.

E. Puesta a tierra

690-41. Puesta a tierra del sistema. Para una fuente de potencia fotovoltaica, un conductor de un sistema de 2 hilos con una tensión del sistema fotovoltaico de más de 50 volts y el conductor de referencia (derivación central) de un sistema bipolar, debe estar sólidamente puesto a tierra o debe utilizar otros métodos que logren una protección equivalente del sistema de acuerdo con la sección 250-4(a) y que utilicen equipo aprobado para ese uso.

Excepción: Sistemas que cumplan con 690-35.

690-42. Punto de conexión de la puesta a tierra del sistema. La conexión de puesta a tierra del circuito de corriente continua se debe hacer en cualquier punto del circuito de salida fotovoltaico.

NOTA: Ubicando el punto de conexión de puesta a tierra lo más cerca posible de la fuente fotovoltaica, el sistema quedará mejor protegido contra los sobretensiones producidas por las descargas atmosféricas.

Excepción: Se permitirá que los sistemas con un dispositivo de protección contra fallas a tierra, de acuerdo con 690-5, tengan la unión exigida del conductor puesto a tierra con la tierra hecha por el dispositivo de protección contra fallas a tierra. Esta unión, cuando sea interna del equipo de protección contra fallas a tierra, no se debe duplicar con una conexión externa.

690-43. Puesta a tierra del equipo. Los conductores y dispositivos de puesta a tierra del equipo deben cumplir con (a) hasta (f) siguientes.

a) Equipo con requerimiento de puesta a tierra. Partes metálicas expuestas, no portadoras de corriente, de bastidores de módulos fotovoltaicos, equipo eléctrico y envolventes de conductores deben ser puestos a tierra de acuerdo con 250-134 o 250-136(a), sin importar la tensión.

b) Requerimiento de conductor de puesta a tierra de equipo. Se requiere, de acuerdo con 250-110, un conductor de puesta a tierra del equipo, entre un arreglo fotovoltaico y otro equipo.

c) Estructura como conductor de puesta a tierra. Dispositivos aprobados para poner a tierra los bastidores metálicos de los módulos fotovoltaicos u otros equipos, se permitirán para unir las superficies del metal expuesto u otro equipo a las estructuras de montaje. Las estructuras metálicas de montaje, que no sean

del edificio, utilizados para fines de puesta a tierra serán identificadas como conductores de puesta a tierra de equipos, o tendrán puentes de unión identificados o dispositivos conectados entre las distintas secciones metálicas y estarán unidos al sistema de puesta a tierra.

d) Sistemas y dispositivos de montaje fotovoltaicos. Los sistemas y dispositivos utilizados para el montaje de módulos fotovoltaicos, que también se utilizan para proporcionar puesta a tierra a los bastidores de los módulos, deben ser identificados para el propósito de puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos.

e) Módulos adyacentes. Los dispositivos aprobados para unión de bastidores metálicos de módulos fotovoltaicos, se permite utilizarlos como unión entre los bastidores metálicos expuestos de los módulos fotovoltaicos y los bastidores metálicos de módulos fotovoltaicos adyacentes.

f) Todos los conductores juntos. Los conductores de puesta a tierra del equipo para el arreglo fotovoltaico y la estructura fotovoltaica (cuando se instale), deben estar contenidos dentro de la misma canalización o cable o estar tendidos de otra manera junto con los conductores del circuito del arreglo fotovoltaico, cuando tales conductores del circuito salgan cerca del arreglo fotovoltaico.

690-45. Tamaño del conductor de puesta a tierra de equipos. Los conductores de puesta a tierra de equipos para circuitos de fuentes fotovoltaicas y circuitos de salida fotovoltaica se deben dimensionar de acuerdo con (a) o (b) siguientes.

a) General. Los conductores de puesta a tierra de equipo para los circuitos de fuentes fotovoltaicas y los circuitos de salida fotovoltaica, deben estar dimensionados de acuerdo con la Tabla 250-122. Cuando no se instale en el circuito un dispositivo de protección contra sobrecorriente, se debe suponer un dispositivo de sobrecorriente con el valor de la corriente de cortocircuito del sistema fotovoltaico para aplicar la Tabla 250-122. No se exigirá un incremento en el tamaño del conductor de puesta a tierra de equipo para responder a las consideraciones de caída de tensión. Los conductores de puesta a tierra de equipos no deben tener un tamaño inferior a 2.08 mm2 (14 AWG).

b) Sin protección contra fallas a tierra. Para lugares diferentes a las unidades de vivienda donde no se suministra protección contra fallas a tierra, de acuerdo con 690-5(a) hasta (c), cada conductor de puesta a tierra de equipos debe tener una ampacidad de por lo menos dos (2) veces la ampacidad corregida por ocupación del tubo conduit y por temperatura del conductor del circuito.

NOTA: La corriente de cortocircuito de los módulos y de las fuentes fotovoltaicas es sólo levemente superior al valor nominal de salida normal de plena carga. En condiciones de falla a tierra, estas fuentes no pueden alimentar los altos niveles de corrientes de cortocircuito, o de falla a tierra, necesarias para activar rápidamente los dispositivos de protección contra sobrecorriente, como en los sistemas típicos de corriente alterna. La protección para los conductores de puesta a tierra de equipos en sistemas fotovoltaicos que no tienen protección contra fallas a tierra, está más relacionada con el tamaño y la capacidad de soportar la corriente de falla del conductor de puesta a tierra de equipos, que con la operación de un dispositivo de protección contra sobrecorriente.

690-46. Conductores de puesta a tierra de equipos de un arreglo fotovoltaico. Los conductores de puesta a tierra de equipos con tamaño inferior a 13.3 mm2 (6 AWG) para módulos fotovoltaicos deben cumplir con la sección 250-120(c).

690-47. Sistema del electrodo de puesta a tierra.

a) Sistemas de corriente alterna. Si se instala un sistema de corriente alterna, se debe proveer un

sistema de electrodo de puesta a tierra que cumpla lo establecido en 250-50 hasta 250-60. El conductor del electrodo de puesta a tierra se debe instalar de acuerdo con 250-64.

b) Sistemas de corriente continua. Si se instala un sistema de corriente continua, se debe proveer un sistema de electrodo de puesta a tierra de acuerdo con 250-166 para sistemas puestos a tierra, o con 250-169 para sistemas no puestos a tierra. El conductor del electrodo de puesta a tierra se debe instalar de acuerdo con 250-64.

Se permite que un conductor común del electrodo de puesta a tierra sirva a varios inversores. El tamaño del electrodo común de puesta a tierra y los conductores derivados deben ser de acuerdo con 250-166. Los conductores derivados deben estar conectados al conductor común del electrodo de puesta a tierra mediante soldadura exotérmica o mediante conectores aprobados para unión y puesta a tierra de equipo de tal manera que conductor del electrodo común de puesta a tierra permanezca sin un empalme o unión.

c) Sistemas con requerimientos de puesta a tierra de corriente continua y corriente alterna. Los sistemas fotovoltaicos que tengan circuitos de corriente continua y circuitos de corriente alterna, que no tienen conexión directa entre el conductor puesto a tierra de corriente continua y el conductor puesto a tierra de corriente alterna, deberán tener un sistema de puesta a tierra de corriente continua. El sistema de puesta a tierra de corriente continua deberá estar unido al sistema de puesta a tierra de corriente alterna mediante uno de los métodos indicados en (1), (2) o (3) siguientes.

Esta sección no aplica a módulos fotovoltaicos de corriente alterna.

Cuando se utilicen los métodos de (c)(2) o (c)(3), el electrodo del sistema de puesta a tierra de corriente alterna debe cumplir los requerimientos aplicables del Artículo 250, Parte C.

NOTA 1: Para sistemas interactivos con el suministrador, el sistema existente de puesta a tierra de la propiedad sirve como el sistema de puesta a tierra de corriente alterna.

1) Sistema separado de electrodo de puesta a tierra de corriente continua unido al sistema del electrodo de puesta a tierra de corriente alterna. Un electrodo o sistema separado de puesta a tierra de corriente continua debe ser instalado, y debe estar unido directamente al sistema del electrodo de puesta a tierra de corriente alterna. El tamaño de cualquier puente de unión entre los sistemas de corriente continua y los de corriente alterna debe estar basado en el tamaño mayor del conductor existente del electrodo de puesta a tierra de corriente alterna o el tamaño del conductor del electrodo de puesta a tierra de corriente continua especificado en 250-166. El conductor del sistema del electrodo de puesta a tierra de corriente continua o los puentes de unión al sistema del electrodo de puesta a tierra de corriente alterna no deben ser utilizados como un sustituto para cualquier conductor requerido de puesta a tierra de equipo de corriente alterna.

2) Electrodo común de puesta a tierra de corriente continua y de corriente alterna. Un conductor del electrodo de puesta a tierra de corriente continua del tamaño especificado en 250-166 debe correr desde el punto de conexión marcado del electrodo de puesta a tierra de corriente continua hasta el electrodo de puesta a tierra de corriente alterna. Cuando un electrodo de puesta a tierra de corriente alterna no sea accesible, el conductor del electrodo de puesta a tierra de corriente continua debe estar conectado al conductor del electrodo de puesta a tierra de corriente alterna de acuerdo con 250-64(c)(1). Este conductor del electrodo de puesta a tierra de corriente continua no debe ser utilizado como un sustituto para cualquier conductor requerido de puesta a tierra del equipo de corriente alterna

3) Combinación de conductor del electrodo de puesta a tierra de corriente continua y conductor del electrodo de puesta a tierra del equipo de corriente alterna. Un conductor combinado de puesta a tierra sin empalmes, o irreversiblemente empalmado, debe correr desde el punto de conexión marcado del conductor del electrodo de puesta a tierra de corriente continua con los conductores del circuito de corriente alterna hasta la barra de puesta a tierra en el equipo asociado de corriente alterna Este conductor combinado de puesta a tierra deberá tener un tamaño mayor que el de los tamaños especificados en 250-122 ó 250-166 y deberá ser instalado de acuerdo con 250-64(e).

690-48. Continuidad del sistema de puesta a tierra de equipos. Cuando el retiro de un equipo desconecta la unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y las superficies conductoras expuestas en el equipo del circuito de salida o del suministro fotovoltaico, se debe instalar un puente de unión mientras el equipo esté removido.

690-49. Continuidad de los Conductores Puestos a Tierra del Circuito de Salida y del Suministro fotovoltaico. Cuando al retirar el inversor interactivo con el suministrador u otro equipo, se desconecta

la unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y el conductor puesto a tierra del circuito fotovoltaico de salida y/o el de la fuente fotovoltaica, se debe instalar un puente de unión para mantener la puesta a tierra del sistema mientras el inversor o el equipo esté removido.

690-50. Puentes de unión del equipo. Los puentes de unión del equipo, si se utilizan, deben cumplir con 250-120(c).

F. Marcado

690-51. Módulos. Los módulos deben estar marcados en las puntas o terminales con la polaridad, la corriente nominal máxima del dispositivo de protección contra sobrecorriente del módulo y los siguientes valores:

(1) Tensión de circuito abierto
(2) Tensión de operación.
(3) Tensión máxima permisible del sistema.

(4) Corriente de operación.
(5) Corriente de cortocircuito.
(6) Potencia máxima.

690-52. Módulos fotovoltaicos de corriente alterna. Los módulos de corriente alterna deben estar marcados con la identificación de las puntas o terminales y los siguientes valores:

(1) Tensión nominal de funcionamiento de corriente alterna.
(2) Frecuencia nominal de operación de corriente alterna.
(3) Potencia máxima de corriente alterna.
(4) Corriente máxima de corriente alterna.
(5) Valor nominal máximo del dispositivo de sobrecorriente para la protección del módulo de corriente alterna.

690-53. Fuente de potencia fotovoltaica de corriente continua. Se debe instalar en el medio de desconexión fotovoltaico una etiqueta permanente para la fuente de potencia fotovoltaica de corriente continua, indicando lo siguiente:

(1) Corriente nominal máxima en el punto de alimentación.
(2) Tensión nominal máximo en el punto de alimentación.
(3) Tensión máxima del sistema.

NOTA: para (3): Véase 690-7(a) con relación a la tensión máxima del sistema fotovoltaico.

(4) Corriente de cortocircuito.

NOTA: para (4): Véase 690-8(a) para el cálculo de la corriente máxima del circuito.

(5) Corriente nominal máxima de salida del controlador de carga (si está instalado).

NOTA: Los sistemas reflectantes utilizados para intensificar la irradiación pueden dar como resultado incrementos en los niveles de corriente y potencia de salida.

690-54. Puntos de interconexión de sistemas interactivos. Todos los puntos de interconexión de sistemas interactivos con otras fuentes, deben estar marcados en un lugar accesible en el medio de desconexión, como una fuente de energía, y con la corriente nominal de salida de corriente alterna y la tensión nominal de operación de corriente alterna.

690-55. Sistemas de potencia fotovoltaica que emplean almacenamiento de energía. Los sistemas de potencia fotovoltaica que emplean almacenamiento de energía también se deben marcar con la tensión máxima de operación, incluyendo cualquier tensión de ecualización y la polaridad del conductor del circuito puesto a tierra.

690-56. Identificación de las fuentes de energía.

a) Instalaciones con sistemas autónomos. Toda estructura o edificio con un sistema de fuente fotovoltaica que no esté conectado a un suministro de la red pública y es un sistema autónomo, debe tener una placa o un directorio permanente instalado en el exterior del edificio o la estructura, en un lugar fácilmente visible. La placa o el directorio deben indicar la ubicación del medio de desconexión del sistema, y que la estructura contiene un sistema autónomo de energía eléctrica.

b) Instalaciones con sistemas fotovoltaicos y acometida de la red pública. Los edificios o estructuras con sistemas tanto fotovoltaicos como de la red pública, deben tener una placa o un directorio permanente que indique la ubicación del medio de desconexión de la acometida y del medio de desconexión del sistema fotovoltaico, si no están ubicados en el mismo lugar.

G. Conexión a otros suministros

690-57. Desconectador de carga. Un desconectador de carga que tenga múltiples fuentes de

energía debe desconectar todas las alimentaciones, cuando está en posición de desconectado (abierto).
690-60. Equipo interactivo identificado. En sistemas interactivos sólo se permitirán inversores y módulos de corriente alterna identificados como interactivos.
690-61. Pérdida de potencia en un sistema interactivo. Un inversor o un módulo de corriente alterna de un sistema fotovoltaico solar interactivo debe desenergizar automáticamente su salida a la red de generación y distribución de energía eléctrica a la cual está conectada, cuando haya una pérdida de tensión en dicho sistema y debe permanecer en tal estado hasta que se restablezca la tensión de la red de generación y distribución de energía eléctrica.
Se permitirá que un sistema solar fotovoltaico normalmente interactivo, opere como un sistema autónomo para alimentar cargas que han sido desconectadas de la red de generación y distribución energía eléctrica.
690-63. Interconexiones desbalanceadas. Las conexiones desbalanceadas deben estar de acuerdo con 705-100.
690-64. Punto de Conexión. El punto de conexión debe estar de acuerdo con 705-12.
H. Baterías de acumuladores
690-71. Instalación.
a) Generalidades. Las baterías de acumuladores en los sistemas solares fotovoltaicos se deben instalar de acuerdo con las disposiciones el Artículo 480. Las celdas interconectadas de la batería serán consideradas como puestas a tierra cuando la fuente de alimentación fotovoltaica está instalada de acuerdo con 690-41.
b) Unidades de vivienda.
1) Tensión de funcionamiento. Las baterías para unidades de vivienda deben tener sus celdas conectadas de modo que funcionen a menos de 50 volts nominales. Las baterías de plomo ácido para unidades de vivienda no deben tener más de veinticuatro celdas, de 2 volts cada una, conectadas en serie (48 volts nominales).
Excepción: Cuando las partes vivas no son accesibles durante las rutinas de mantenimiento de las baterías, se permitirá que su tensión sea la que se establece en 690-7.
2) Resguardo de las partes vivas. Las partes vivas de los sistemas de baterías para unidades de vivienda deben estar resguardadas para evitar el contacto accidental con personas u objetos, independientemente de la tensión o del tipo de batería.
NOTA: Las baterías de los sistemas solares fotovoltaicos están sometidas a muchos ciclos de carga y descarga y suelen requerir de mantenimiento frecuente, como comprobar el electrolito y limpiar las conexiones.
c) Limitadores de corriente. Se debe instalar un dispositivo de sobrecorriente, limitador de corriente, en cada uno de los circuitos adyacente a las baterías cuando la corriente de cortocircuito de una batería o banco de baterías exceda los valores nominales de capacidad interruptiva o soportable de otros equipos en ese circuito. La instalación de fusibles limitadores de corriente debe cumplir con 690-16.
d) Cajas no conductoras de las baterías y bastidores conductores. Las baterías de plomo ácido, ventiladas y con más de veinticuatro celdas de 2 volts conectadas en serie (48 volts nominales), no deben tener ni estar instaladas en cajas conductoras. Se permitirán bastidores conductores para soportar las cajas no conductoras de las baterías, cuando ningún material del bastidor esté a una distancia menor a 15 centímetros de las partes superiores de las cajas no conductoras.
Este requisito no se debe aplicar a ningún tipo de batería de plomo ácido con válvula de regulación (VRLA) o cualquier otro tipo de baterías selladas, que puedan requerir de cajas de acero para su correcto funcionamiento.
e) Desconexión de los circuitos de baterías en serie. Cuando se da mantenimiento por personas calificadas a los circuitos de baterías, cuando están conectadas en serie más de veinticuatro celdas de 2 volts (48 volts nominales), deben tener medios que desconecten grupos en segmentos de 24 celdas o menos, para el mantenimiento. No se permiten desconectadores enchufables, de desconexión sin carga.
f) Medio de desconexión para mantenimiento de las baterías. Para mantenimiento, las instalaciones de baterías donde hay más de veinticuatro celdas de 2 volts conectadas en serie (48 volts nominales), deben tener un medio de desconexión, accesible sólo a personas calificadas, que desconecte el conductor o conductores del circuito puestos a tierra en el sistema eléctrico de la batería. Este

medio de desconexión no debe desconectar el conductor o conductores del circuito puestos a tierra para el resto del sistema eléctrico fotovoltaico. Se permitirá usar como medio de desconexión un desconectador de apertura sin carga.

g) Sistemas de baterías de más de 48 volts. En los sistemas fotovoltaicos donde el sistema de baterías consta de más de veinticuatro celdas de 2 volts conectadas en serie (más de 48 volts nominales), se permitirá que el sistema de baterías opere con conductores no puestos a tierra, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

(1) Los circuitos de salida y de fuente del arreglo fotovoltaico deben cumplir con 690-41.

(2) Los circuitos de carga de corriente continua y de corriente alterna deben estar puestos a tierra sólidamente.

(3) Todos los conductores del circuito principal de entrada/salida no puestos a tierra de la batería deben estar provistos de un interruptor desconectador y protección contra sobrecorriente.

(4) Se debe instalar un detector y un indicador de fallas a tierra para monitorear fallas a tierra en el banco de baterías.

690-72. Control de carga.

a) General. Deben instalarse equipos que controlen el proceso de carga de las baterías. No se exigirá control de carga cuando el diseño del circuito de la fuente fotovoltaica corresponda con los requisitos de corriente de carga y tensión nominal de las celdas de baterías, y la corriente máxima de carga multiplicada por 1 hora sea inferior al 3 por ciento de la capacidad de la batería expresada en ampere-horas o como lo recomiende el fabricante de la batería.

Todos los medios de ajuste para el control del proceso de carga deben ser accesibles únicamente a personas calificadas.

NOTA: Algunos tipos de batería tales como las de plomo ácido reguladas por válvula o de níquel-cadmio pueden experimentar una falla térmica al sobrecargarse.

b) Controlador de carga por desviación.

1) Medio único de regulación del proceso de carga. Un sistema de fuente fotovoltaica que utilice un controlador de carga por desviación como el único medio de regulación del proceso de carga de la batería, debe estar equipado con un segundo medio independiente, para prevenir la sobrecarga de la batería.

2) Circuitos con controlador de carga de baterías de corriente continua por desviación y desviación de carga. Los circuitos que tengan un controlador de desviación de carga de baterías de corriente continua y una carga de desviación de corriente continua deben cumplir las siguientes condiciones:

(1) La corriente nominal de la carga de desviación debe ser menor o igual a la corriente nominal del controlador de carga por desviación. La tensión nominal de la carga de desviación debe ser mayor que la tensión máxima de la batería. El valor nominal de la carga de desviación debe ser por lo menos del 150 por ciento del valor nominal del arreglo fotovoltaico.

(2) La ampacidad del conductor y el valor nominal del dispositivo de sobrecorriente para este circuito debe ser por lo menos del 150 por ciento de la corriente nominal máxima del controlador de carga por desviación.

3) Sistemas fotovoltaicos que usan inversores interactivos con el suministrador. Los sistemas de fuentes fotovoltaicas que usan inversores interactivos con el suministrador para controlar el estado de carga de la batería, desviando el exceso de potencia en el sistema del suministrador, deben cumplir con (1) y (2) siguientes:

(1) No se exigirá que estos sistemas cumplan con 690-72(b)(2). Los circuitos para regulación de la carga deben cumplir con los requisitos de 690-8.

(2) Estos sistemas deben tener un segundo medio independiente para el control del proceso de carga de la batería, para utilizarlo cuando el suministro público se interrumpa o cuando el controlador primario de carga falle o esté inhabilitado.

c) Convertidores de corriente continua, elevador/reductor. Cuando estén instalados controladores de carga, elevadores/reductores, u otro convertidor de energía de corriente continua que aumente o disminuya la corriente de salida o la tensión de salida, con respecto a la corriente entrada o tensión de entrada, se debe cumplir con(1) y (2) siguientes:

(1) La ampacidad de los conductores en los circuitos de salida debe estar basada en la corriente nominal máxima continua de salida del controlador de carga o convertidor, para el rango de tensión

de salida seleccionado.
(2) La tensión nominal de los circuitos de salida debe estar basado en la salida de tensión máxima del controlador de carga o convertidor, para el rango de tensión de salida seleccionado.

690-74. Interconexiones de las baterías.

a) Cables flexibles. Dentro de los cuartos de baterías se permitirá instalar cables flexibles, como se identifican en el Artículo 400, de tamaño 67.4 mm2 (2/0 AWG) y mayores, desde los terminales de las baterías hasta las cajas de empalmes cercanas, donde se deben conectar con un método de alambrado aprobado. También se permitirá conectar cables flexibles entre baterías y celdas dentro del cuarto de baterías. Tales cables deben estar aprobados para uso pesado y estar identificados como resistentes a la humedad.
Los cables flexibles de trenzado fino se deben terminar únicamente con terminales, zapatas, dispositivos o conectores de acuerdo con 110-14 (a).

I. Sistemas con tensión superior a 600 volts

690-80. Generalidades. Los sistemas solares fotovoltaicos con una tensión máxima del sistema superior a 600 volts de corriente continua deben cumplir con lo establecido en el Artículo 490 y otros requerimientos aplicables a instalaciones con tensión superior a 600 volts.

690-85. Definiciones. Para los propósitos de la Parte I de este Artículo, las tensiones empleadas para determinar las capacidades nominales de cables y equipos deben ser:

Circuitos de baterías. En circuitos de baterías, la tensión más alta experimentada bajo condiciones de carga o de ecualización.

Circuitos fotovoltaicos. En los circuitos de corriente continua de fuentes fotovoltaicas y en los circuitos fotovoltaicos de salida, la tensión máxima del sistema.



INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON CAPACIDAD HASTA 30 kW

ESPECIFICACIÓN
CFE G0100-04

AGOSTO 2008

MÉXICO

P R E F A C I O

Esta **especificación** ha sido elaborada de acuerdo con las Bases Generales para la Normalización en CFE. La propuesta inicial fue preparada por la **Subdirección de Distribución.**

Participaron en la elaboración de la presente **especificación** las áreas siguientes:

GERENCIA DE ABASTECIMIENTOS

GERENCIA DE LAPEM

SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

El presente documento normalizado entra en vigor a partir de la fecha abajo indicada y será actualizado y revisado tomando como base las observaciones que se deriven de la aplicación del mismo. Dichas observaciones deben enviarse a la Gerencia de **LAPEM**, cuyo Departamento de Normalización y Metrología coordinará la revisión.

AUTORIZO:

ING. ROBERTO VIDAL LEÓN
GERENTE DEL LAPEM

NOTA: Entra en vigor a partir de: 081008

C O N T E N I D O

1 OBJETIVO

Definir los requerimientos para el diseño, instalación, inspección, autorización y utilización de sistemas fotovoltaicos interconectados con la red eléctrica (SFVI) que garanticen la seguridad del personal de la CFE y de los usuarios de la misma, la calidad de la energía en la red, así como la integridad física y operacional de la red eléctrica y de los propios SFVI.

2 CAMPO DE APLICACIÓN

Aplica para la interconexión a la red eléctrica de baja tensión de SFV con capacidad hasta 30 kWp, los cuales pueden estar instalados en viviendas individuales, inmuebles comerciales, escuelas y edificios públicos. La especificación considera únicamente SFVI que utilizan inversores estáticos de estado sólido, para la conversión de corriente directa (c.d.) a corriente alterna (c.a.).

3 NORMAS QUE APLICAN

NOM-001-SEDE-2005	Instalaciones Eléctricas (utilización).
NOM-008-SCFI-2002	Sistema General de Unidades de Medida.
IEC 61173-1992	Overvoltage Protection for Photovoltaic (PV) Power Generating Systems – Guide.

NOTA: **En caso de que los documentos anteriores sean revisados o modificados, debe tomarse en cuenta la edición en vigor en la fecha de la convocatoria de la licitación, salvo que la CFE indique otra cosa.**

4 DEFINICIONES

4.1 Arreglo Fotovoltaico

Circuito conformado por varias ramas de módulos fotovoltaicos conectadas en paralelo.

4.2 Caja de Conexión

Caja en la que se conectan eléctricamente ramas o arreglos FV entre sí.

4.3 Celda Fotovoltaica

El elemento semiconductor más pequeño capaz de convertir la luz solar en energía eléctrica vía corriente directa.

4.4 Conductores de Rama

Conductores que conectan los módulos de una rama entre sí o que conectan una rama o arreglo fotovoltaico a una caja de conexión o a las terminales de corriente directa del inversor.

4.5 Generador Fotovoltaico (GFV)

Unidad generadora capaz de convertir la radiación solar incidente directamente en energía eléctrica en forma de corriente directa. Está constituido por la integración eléctrica y mecánica de los siguientes componentes:

a) Módulos fotovoltaicos.

b) Subarreglos (grupos de módulos fotovoltaicos).

c) Arreglo fotovoltaico (grupo de subarreglos).

d) Cajas de conexión.

e) Cables y conexiones eléctricas.

f) Dispositivos de protección.

g) Sistema de tierras.

h) Estructuras de montaje.

4.6 Generadores Dispersos

Son sistemas que no forman parte del esquema convencional de generación centralizada, sino que pertenecen al esquema de generación distribuida. Normalmente son generadores de baja capacidad (1 kWp - 30 kWp) instalados en inmuebles residenciales, comerciales o públicos. Su conexión eléctrica se realiza a un alimentador de baja tensión.

4.7 Inversor

Dispositivo electrónico de potencia cuya función principal es convertir la señal de c.d. del GFV en una señal de c.a. sincronizada con la red. Constituye el elemento central de la interfaz entre el GFV y la red eléctrica. La salida de c.a. puede ser monofásica o trifásica. Adicionalmente realiza otras funciones de protección y control para el funcionamiento eficiente y seguro del SFVI. Este equipo también es referenciado como subsistema de acondicionamiento de potencia.

4.8 Interfaz con la Red

Interconecta la salida del inversor con las cargas locales de c.a. del inmueble y con el sistema eléctrico de distribución. Permite al SFV operar en paralelo con la red para que la energía pueda fluir en uno u otro sentido entre la red y la interfaz. Puede tener las siguientes funciones:

a) Distribución de la c.a. que fluye entre el sistema de acondicionamiento de potencia, las cargas locales y las líneas de distribución de la red.

b) Provisión de medios de desconexión para seguridad y mantenimiento.

c) Medición de flujos de energía entre el sistema, las cargas locales y la red.

d) Protecciones para el sistema de c.a. que no sean proporcionadas por el inversor.

e) Conversión de tensión c.a./c.a. si no es proporcionada por el inversor.

4.9 Operación en Modo Isla

Operación continua de una instalación de generación FV con cargas locales después que el suministro de energía de la red eléctrica ha sido interrumpido. Ésta es una condición indeseable que potencialmente puede ocurrir en el instante que coincida la demanda de energía de la carga con la generación FV en la isla.

4.10 Módulo Fotovoltaico (MFV)

Grupo de celdas fotovoltaicas interconectadas eléctricamente entre sí, mecánicamente agrupadas y encapsuladas en una unidad para protegerlas del medio ambiente. Un MFV es la unidad de generación más pequeña lista para utilizarse (figura 1).

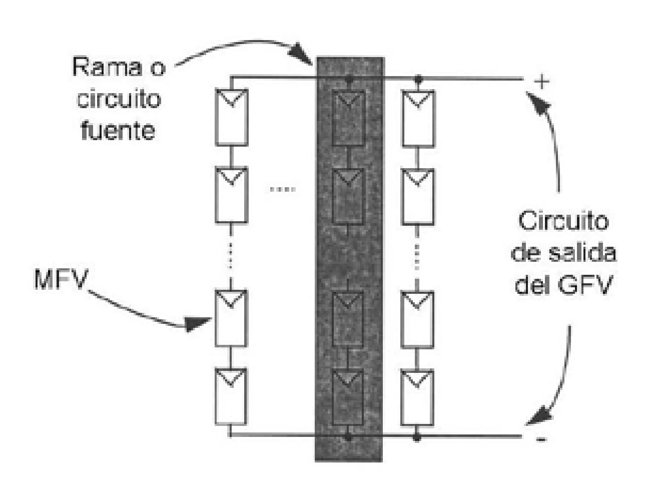


FIGURA 1 - Módulo, rama y arreglo fotovoltaico

4.11 Punto de Acoplamiento Común (PAC)

Punto en el que se conectan eléctricamente dos o más usuarios.

4.12 Rama Fotovoltaica

Circuito conformado por varios módulos fotovoltaicos conectados en serie (véase figura 1).

4.13 Sección de Corriente Alterna

Segmento de la instalación fotovoltaica que va de las terminales de salida de corriente alterna del inversor hasta el punto de conexión con la red eléctrica.

4.14 Sección de Corriente Directa

Conjunto de equipos y elementos del sistema eléctrico que producen o manejan potencia eléctrica en corriente directa y que van desde las celdas FV hasta las terminales de entrada de corriente directa del inversor.

4.15 Sistema Fotovoltaico (SFV)

Sistema de generación que convierte la luz solar directamente en energía eléctrica, con las características apropiadas para ser utilizada por la carga destinada.

4.16 Sistema Fotovoltaico Interconectado a la Red (SFVI)

Sistema fotovoltaico de generación eléctrica en el que la energía en corriente directa del GFV es convertida en energía en corriente alterna (c.a.), a la tensión y frecuencia de la red eléctrica y sincronizada con ella. Al conectarse en paralelo con la red, el SFV contribuye al suministro de la energía demandada a la red. Si existe una carga local en el inmueble, ésta debe ser alimentada por cualquiera de las dos fuentes o por ambas simultáneamente, dependiendo de los valores instantáneos de la carga y de la potencia de salida del SFV. Cualquier superávit de potencia del SFV es inyectado a la red eléctrica y cualquier déficit es demandado a ésta. La figura 2 muestra el diagrama de bloques de un SFVI; las flechas indican el flujo de la energía.

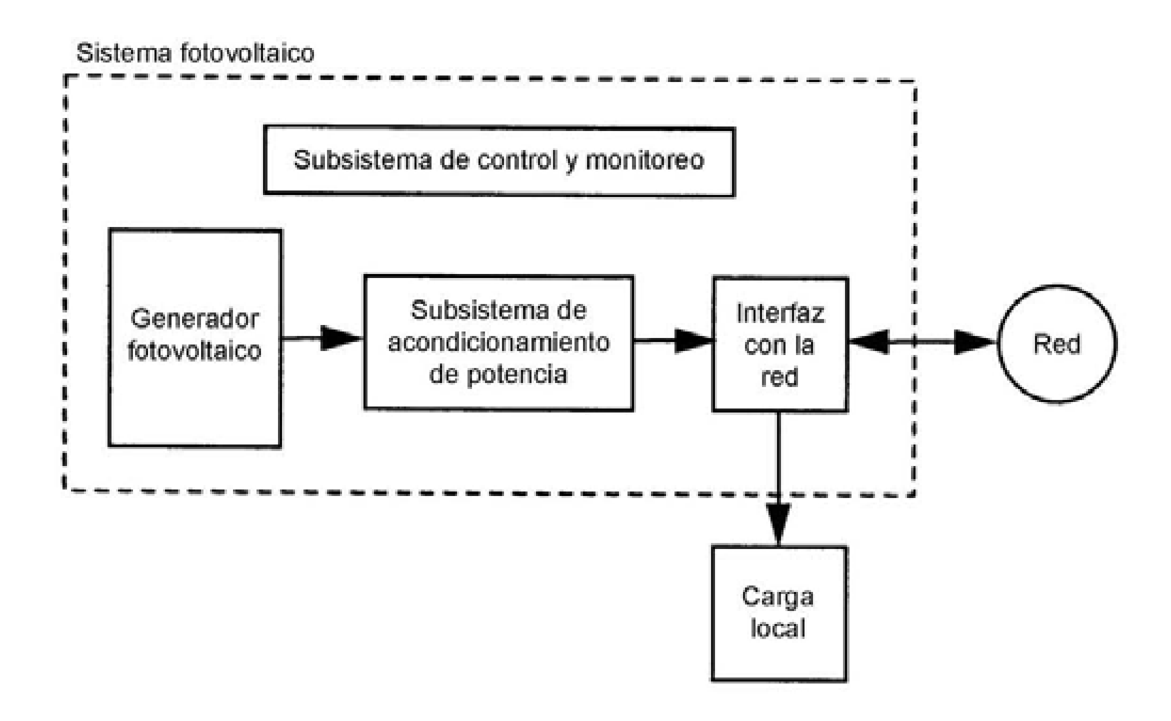


FIGURA 2 - Diagrama de bloques de un SFVI

4.17 Sistema Fotovoltaico Disperso

Es un SFV interconectado con la red eléctrica de distribución y que no forma parte del esquema de generación centralizada del sistema de potencia.

4.18 Condiciones Estándar de Prueba (CEP)

Son las condiciones para la medición de la potencia nominal de salida de las celdas o de los módulos FV:

Irradiancia 1 000 W/m², espectro solar AM 1,5 y una temperatura de la celda o el módulo de 25 °C.

4.19 Subsistema de Acondicionamiento de Potencia

Es el subsistema que convierte la energía en c.d. proveniente del GFV, en energía en c.a. compatible con los requerimientos de la red. Esta conversión se realiza mediante un inversor y el subsistema puede estar constituido por uno o más inversores. Además de la conversión de energía, este subsistema puede incluir funciones como:

a) Protecciones al sistema de c.d. (sobretensión, falla a tierra, entre otros).

b) Protecciones al sistema de c.a. (cortocircuito, operación en modo isla, entre otros).

c) Protecciones al inversor (protección térmica, sobretensión, entre otros).

d) Filtros para armónicos y EMI.

e) Compensación de FP.

f) Aislamiento eléctrico entre los sistemas de c.d. y c.a. (aislamiento galvánico, entre otros. Uso de transformador).

g) Conversión de tensión c.a./c.a. y/o c.d./c.d.

4.20 Subsistema de Control y Monitoreo

Lo conforman los circuitos lógicos y de control que supervisan la operación general del SFVI, y controlan la interacción entre sus subsistemas. Este subsistema tiene el mayor orden jerárquico de control, debe asegurar la correcta operación del SFVI en modo automático y manual. Comúnmente estas funciones de control y monitoreo se encuentran incorporadas en el inversor y comprenden:

a) Arranque y paro automático.

b) Funciones de protección.

4.21 Watt Pico (Wp)

Unidad de potencia pico, bajo condiciones estándar de prueba CEP.

5 SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

5.1 Símbolos

Los símbolos utilizados en esta especificación se encuentran descritos en el Apéndice C.

5.2 Abreviaturas

5.2.1 c.a.

Corriente alterna.

5.2.2 c.d.

Corriente directa.

5.2.3 CFE

Comisión Federal de Electricidad.

5.2.4 CRE

Comisión Reguladora de Energía.

5.2.5 EMI

Interferencia eletromagnética.

5.2.6 FV

Fotovoltaico(s) o fotovoltaica(s).

5.2.7 FP

Factor de potencia.

5.2.8 kWp

Kilowatt pico.

5.2.9 SFV

Sistema fotovoltaico.

5.2.10 SFVI

Sistema fotovoltaico interconectado a la red.

5.2.11 PAC

Punto de acoplamiento común.

5.2.12 CEP

Condiciones estándar de prueba.

5.2.13 UV

Ultravioleta.

5.2.14 S

Satisfactorio.

5.2.15 NS

No satisfactorio.

6 CARACTERÍSTICAS Y CONDICIONES GENERALES

Las unidades de medida utilizadas en la presente especificación deben cumplir con lo establecido en la norma NOM-008-SCFI.

El diseño, instalación y operación de un SFVI debe cumplir con la reglamentación de la CFE respecto a generadores FV dispersos.

La interconexión de los sistemas de generación FV dispersos con la red eléctrica debe ser en todo momento segura para los equipos y las personas en ambos lados del punto de conexión, de conformidad a lo indicado en el capítulo 9 de esta especificación. Así mismo, el SFVI no debe causar perturbaciones indeseables en la red de distribución. A continuación se describen las características técnicas que deben cubrir los SFVI de hasta 30 kWp para su conexión a la red de distribución de la CFE.

6.1 Configuración Eléctrica

Las dos configuraciones típicas factibles para la instalación de SFV de hasta 30 kWp interconectados con la red eléctrica de distribución; enfocadas básicamente al GFV son:

a) GFV aterrizado.

b) GFV flotante.

Ambos modos de operación involucran ventajas y desventajas en su aplicación. Sin embargo, cuando los sistemas están diseñados adecuadamente pueden operar de manera segura y eficiente con cualquiera de las dos configuraciones.

En esta especificación se establecen las características generales de cada configuración eléctrica. Los diagramas de las figuras D1 y D2 del Apéndice D muestran SFVI en los que la salida de c.d. del GFV es de dos hilos; sin embargo, en ambos casos es posible una configuración con derivación central, es decir con salida de c.d. a tres hilos (positivo, negativo y neutro).

6.1.1 GFV aterrizado

La figura D1 muestra el diagrama eléctrico de un SFVI donde el circuito de salida del GFV se encuentra conectado a tierra.

6.1.2 GFV flotante

En la figura D2 se muestra el diagrama eléctrico de un SFVI en el que el circuito de salida del arreglo FV opera en modo flotante. Un número de variantes a este circuito es posible, particularmente la utilización de un monitor de aislamiento no es indispensable. Es posible el uso de fusibles como dispositivos de sobrecorriente.

6.1.3 Capacidad de generación

Para evitar disturbios en la red y sobrecargas en el sistema de distribución, la capacidad de generación de un consumidor no deber ser mayor de la capacidad de servicio que tiene contratada y la capacidad total de generación FV dispersa en un mismo alimentador no debe ser mayor de la capacidad de transporte del alimentador.

6.2 Punto de Interconexión

El SFVI debe conectarse del lado de la carga, preferentemente en el interruptor general de servicio del inmueble. El interruptor de servicio proporciona así un medio manual de desconexión accesible al personal de la CFE, siempre y cuando cumpla con las características que se especifican en el inciso 6.10.5 (véase figura 3).

Es posible conectar la salida del SFVI en otro punto del sistema eléctrico del inmueble cuando el SFV se encuentre a una distancia considerable del interruptor general de servicio, siempre y cuando se cumpla lo siguiente:

a) La suma de las capacidades de los dispositivos de sobrecorriente de los circuitos que alimenta un bus o conductor no debe exceder de 120 % la capacidad de transporte de corriente del bus o conductor.

b) Todos los interruptores que van a ser alimentados con corriente en ambos sentidos dentro del sistema eléctrico deben estar especificados para operación bidireccional.

c) Las condiciones de mantenimiento y supervisión deben ser garantizadas para que solamente personal calificado opere y proporcione mantenimiento a las instalaciones.

d) Todas las medidas de seguridad y protección que se indican en esta especificación se deben implementar y mantener. Así mismo, se deben verificar periódicamente.

6.3 Tensión de Interconexión

La conexión eléctrica del SFVI se debe realizar en la red de distribución de baja tensión, dependiendo de la tensión de servicio. Las tensiones de distribución para servicio doméstico de la CFE son 127 V para sistemas monofásicos a 2 hilos; 120 V/240 V para sistemas monofásicos a 3 hilos y 220 V/127 V para sistemas trifásicos de 4 hilos.

6.4 Número de Fases

El número de fases en la salida del subsistema de acondicionamiento de potencia del SFVI depende de las características de la carga del usuario y por consecuencia, del servicio que proporcione la CFE al usuario.

Normalmente la CFE proporciona servicio monofásico a 2 hilos a consumidores no mayores de 5 kW; servicio monofásico a 3 hilos o bifásico a 3 hilos a consumidores entre los 5 kW y 10 kW y servicio trifásico a consumidores mayores de 10 kW.

Con base en dichos criterios se debe emplear un SAP monofásico si la potencia nominal del SFVI no excede de 10 kWp y un subsistema de acondicionamiento de potencia trifásico si la potencia nominal del SFVI es superior a 10 kWp.

La interconexión de SFVI monofásicos menores a 10 kW en instalaciones eléctricas trifásicas (ya sea entre fases o de fase a neutro) es factible siempre y cuando se cumplan satisfactoriamente los requisitos eléctricos establecidos en este documento.

6.5 Medición de la Energía

Dado el intercambio de energía eléctrica que se tiene en el PAC, entre el binomio SFV-usuario y la red a la cual está interconectado el SFV (véase párrafo 4.16), es necesario contabilizar de manera separada tanto la energía que se demanda de la red como aquella que es vertida del SFV a ella por un superávit en la generación FV (véase figuras D1 y D2). Esta medición se debe realizar mediante un solo equipo, el cual debe ser del tipo estado sólido.

La medición de la energía demandada de la red, como la vertida del SFV a ésta, es responsabilidad de la CFE.

La medición de estas cantidades de energía deben cumplir con la normatividad que emita la Comisión Reguladora de Energía o en su defecto con las especificaciones de la CFE y su valor económico debe ser establecido de acuerdo a lo indicado en el contrato de interconexión y sus anexos.

6.6 Transformador de Interconexión

La interconexión del SFV con la red de distribución se debe realizar mediante un transformador que garantice el aislamiento galvánico del SFVI, independientemente de la configuración del GFV.

Si el diseño del inversor incluye un transformador (como es el caso de los inversores de alta frecuencia), no es necesario un transformador externo para proveer aislamiento eléctrico con la red.

En sistemas trifásicos, el uso de transformadores de aislamiento Δ/Y o Δ/Δ, garantiza el aislamiento galvánico del SFVI y previene el flujo de corrientes de falla a tierra a través del transformador. Este aislamiento permite eliminar más rápido fallas a tierra del GFV y permite diseñar sus protecciones contra fallas a tierra sin restricciones por la necesidad de coordinación con las protecciones de la red.

6.7 Límites de Operación de la Red

Se especifican como referencia los rangos de operación de los parámetros de la red de distribución de la CFE, por ningún motivo éstos deben ser modificados durante la instalación, operación o mantenimiento del SFVI.

6.7.1 Nivel de tensión

Se establece una tolerancia de ± 10 % de la tensión eficaz nominal en la regulación de tensión de sistemas de distribución de baja tensión ($V_{nom} \leq 1\,000$ V).

6.7.2 Regulación de frecuencia

El nivel de control establecido para la frecuencia es de 59,2 Hz a 60,8 Hz.

6.7.3 Límites de distorsión armónica

Los límites de distorsión armónica de tensión en el PAC son los mostrados en la tabla 1.

TABLA 1 - Límites de distorsión armónica de tensión en el PAC establecidos para el servicio de la CFE

Tensión en kV	Clasificación de tensión	Distorsión armónica total en %	Límite para armónicos individuales en %
V < 1 kV	Baja tensión	8,0	6,0

6.8 Límites para los Disturbios en la Red, Causados por SFVI

6.8.1 Regulación de tensión

Las fluctuaciones en la potencia entregada por el SFVI no deben producir variaciones de tensión fuera de los límites especificados en el párrafo 6.7.

6.8.2 Frecuencia de operación

El sistema debe operar en sincronía con la red y no causar desviaciones en su frecuencia que sobrepasen los límites expuestos en el párrafo 6.7.2.

6.8.3 Distorsión armónica máxima

Los SFVI deben cumplir con los límites de distorsión armónica de corriente para equipos que se conectan a la red eléctrica y que se estipulan en la tabla 2. El intervalo de tensión de la tabla abarca las posibles tensiones de interconexión de los SFVI contemplados en esta especificación.

Estos límites de distorsión armónica de corriente para consumidores permiten a la CFE cumplir con los límites de distorsión armónica de tensión establecidos en la tabla 1.

TABLA 2 - Distorsión armónica máxima permitida en corriente para tensiones hasta 69 kV

Impedancia relativa (ISC / IL)	Componente armónico individual máximo de corriente para armónicas impares (%)					Distorsión armónica total (%)
	h < 11	11≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	h ≥ 35	
(ISC / IL) < 20	4	2	1,5	0,6	0,3	5
20 ≤ (ISC / IL) < 50	7	3,5	2,5	1	0,5	8
50 ≤ (ISC / IL) < 100	10	4,5	4	1,5	0,7	12
100 ≤ (ISC / IL) < 1 000	12	5,5	5	2	1	15
(ISC / IL) ≥ 1 000	15	7	6	2,5	1,4	20

NOTA:
1. Para armónicas pares los límites se reducen al 25 % de los correspondientes a armónicas impares.
2. Los límites mostrados deben ser utilizados como el caso más desfavorable de operación normal. Para arranque de hornos eléctricos de arco, que toman un tiempo máximo de un minuto, se permite exceder los límites de la tabla en el 50 %.
3. En ningún caso se permiten corrientes de carga con componentes de corriente directa.

6.8.4 Variaciones de tensión (flicker)

La interconexión de SFV con la red de distribución de la CFE no debe causar variaciones de tensión que se encuentren fuera de los límites establecidos en la tabla 3.

TABLA 3 - Límites de variación de tensión para el servicio de CFE

Variaciones / minuto	Variación (ΔV/V) máxima de tensión (%)
	Baja tensión (V ≤ 1 kV)
0,0 – 0,0083	3,50
0,0084 – 0,0667	3,00
0,0668 – 0,5	2,50
0,501 – 2,0	2,00
2,001 – 10,0	1,75
10,001 – 30,0	1,25
30,001 – 60,0	1,00
60,001 – 240,0	0,75
240,001 – 600,0	0,50
600,001 – 1 800,0	0,25

6.8.5 Factor de potencia

El inversor de corriente debe operar con un FP superior a 0,90 inductivo o capacitivo, para potencias de salida superiores al 10 % de su potencia nominal. Para efecto de análisis el SFV se considera como una carga con FP inductivo.

6.9 Equipo de Protección en c.a. Propiedad del Usuario

La confiabilidad del SFV para operar de manera segura en paralelo con la red eléctrica depende en gran medida de las protecciones en la salida del inversor y de la interfaz con la red. El esquema de protecciones requerido para el SFVI hasta 30 kWp tiene características particulares por su condición de generadores dispersos, el uso de convertidores estáticos c.d./c.a. y su capacidad.

A continuación se especifican las protecciones necesarias para una interconexión segura para los equipos que conforman el SFV y la red eléctrica, así como para la protección de las personas que interactúan con el SFV y con la red de distribución a la cual se encuentra conectado.

6.9.1 Pérdida de red

La pérdida de la fuente primaria de energía (red eléctrica) en un alimentador con generación FV dispersa, implica el riesgo de operación en modo isla del SFVI (véase párrafo 4.9). La desconexión de la fuente primaria se puede deber a una libranza por mantenimiento o a la operación del sistema de protecciones del alimentador por causa de una falla.

A continuación se establecen los requerimientos técnicos que reducen sustancialmente las probabilidades de operación en modo isla del SFVI.

6.9.1.1 Protecciones contra operación en modo isla

El SFVI debe contar con protecciones que lo desconecten de la red en caso de pérdida de la red eléctrica, en un tiempo de 2 s, para evitar su operación en modo isla. Tales protecciones típicamente están autocontenidas en los inversores. Es necesario el empleo de un dispositivo de detección adicional como protección redundante.

En lo que respecta al dispositivo de detección adicional, la mayoría de las protecciones contra operación en modo isla están basadas en el método de detección de la tensión o de la frecuencia fuera de los límites especificados (véase párrafo 6.7). Sin embargo, existen otros métodos para detectar la operación en modo isla cuando ésta no es detectable por las protecciones contra desviación de tensión y frecuencia. Si éste fuera el caso, el método elegido debe ser probado para certificar su efectividad en la detección de operación en modo isla cuando la potencia real y reactiva hacia la red tienden a cero (pérdida de la red), en cuyo caso el tiempo de respuesta debe ser menor o igual a 1 min.

Para aspectos de seguridad véase capítulo 9. Aun cuando las protecciones son propiedad y responsabilidad del usuario la CFE podrá verificar su funcionamiento cuando así lo considere, con el objeto de garantizar que el SFV no energice redes que CFE haya librado para mantenimiento.

6.9.2 Reconexión con la red

El sistema de protecciones (típicamente autocontenido en los inversores por normatividad) debe mandar la reconexión con la red hasta que la tensión y la frecuencia de esta última se haya restablecido a sus valores normales por un lapso no menor que un minuto.

6.9.3 Desviación de la tensión de la red

Si la tensión de la red sale de los límites de tolerancia por más de 2 s, las protecciones del SFVI deben desconectar a éste de la red.

Esta protección reduce la probabilidad de operación en modo isla de los SFVI y típicamente está autocontenida en los inversores. El tiempo de retraso es indispensable para evitar desconexiones innecesarias a causa de caídas de tensión y sobretensiones de naturaleza transitoria.

6.9.4 Desviación de la frecuencia de la red

Si la frecuencia de la red está fuera del intervalo (59,5 Hz $< f <$ 60,5 Hz) por un lapso de tiempo mayor a 0,16 s, las protecciones deben desconectar al SFV de la red eléctrica.

Esta protección, al igual que la de desviación de tensión, reduce la probabilidad de operación en modo isla y evita daños a los equipos de la red y de sus usuarios; típicamente está autocontenida en los inversores.

6.9.5 Inyección de c.d. en la red

Se debe utilizar un transformador de aislamiento (separación galvánica) para proveer protección contra inyección de c.d. en la red.

6.9.6 Medios de desconexión de la red

El SFVI debe contar con un medio de desconexión que permita su separación de la red en caso de falla o para realizar labores de mantenimiento. La necesidad de contar con este interruptor es esencial por la posibilidad de una operación en modo isla del SFVI, la cual implica riesgos al personal de la CFE.

Por cuestiones de seguridad y flexibilidad en la operación del SFVI se deben emplear dos interruptores de separación en la interfaz con la red (Int 1 e Int 2 en la figura 3). La configuración de la figura 3 permite alimentar las cargas locales del inmueble cuando se tiene el SFVI fuera de servicio y permite también la separación completa de la red de distribución.

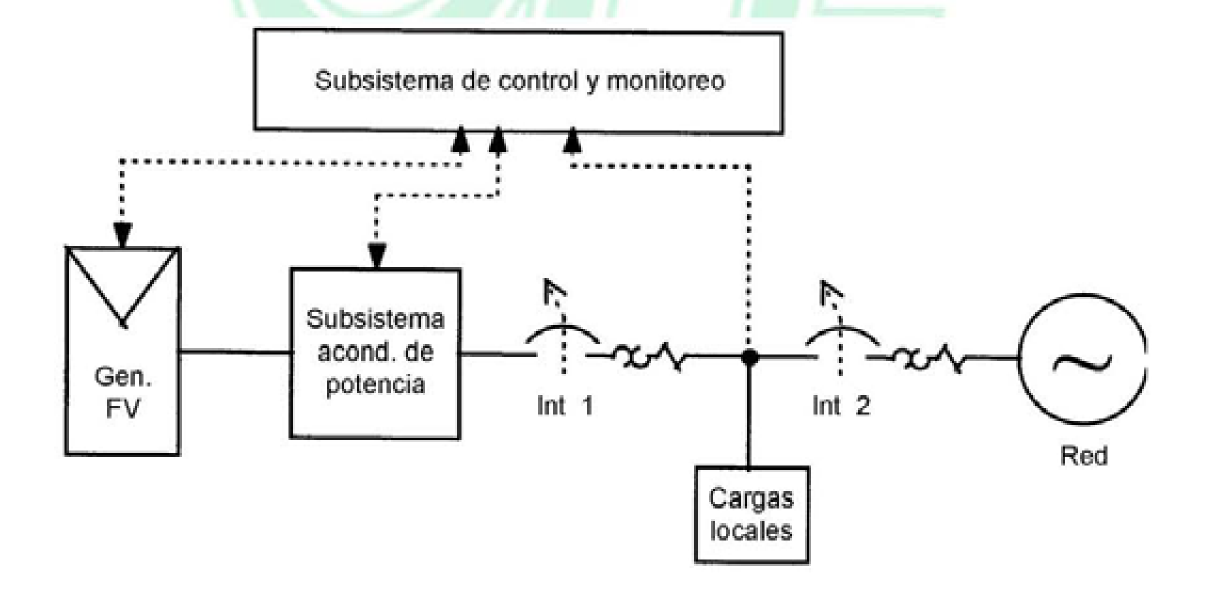


FIGURA 3 - Localización de los interruptores de desconexión con la red, responsabilidad del usuario

6.9.6.1 Interruptor de separación a la salida del inversor

El interruptor de separación a la salida del inversor (Int 1 en la figura 3) debe ser un interruptor termomagnético o de fusibles que permita la desconexión del SFV de la red y las cargas locales. La calibración del dispositivo de sobrecorriente se determina en función de la potencia máxima de salida del inversor.

El interruptor debe cubrir lo siguiente:

a) Ser manualmente operable.

b) Contar con un indicador visible de la posición "Abierto - Cerrado".

c) Contar con la facilidad de ser enclavado mecánicamente en posición abierto por medio de un candado o de un sello de alambre.

d) Tener la capacidad interruptiva requerida de acuerdo con la capacidad de cortocircuito de la línea de distribución.

e) Debe ser operable sin exponer al operador con partes energizadas.

f) Estar identificado como el interruptor de desconexión entre el SFV y la red.

6.9.6.2 Interruptor general de servicio del inmueble

Adicionalmente al interruptor de separación a la salida del inversor, la CFE establece el uso de un interruptor de servicio para la acometida eléctrica en el inmueble (véase Int 2 en la figura 3). Este interruptor propiedad del usuario debe estar accesible al personal de la CFE.

El interruptor debe tener las siguientes características:

a) Cumplir con las especificaciones de acometidas y medidores establecidas por la CFE.

b) En este caso, la calibración del dispositivo de sobrecorriente se determina en función de la potencia máxima contratada con la CFE.

c) Operar con flujo de energía en ambos sentidos. Si se selecciona un termomagnético, éste debe estar especificado para operar satisfactoriamente sin importar el sentido de flujo de potencia.

6.9.7 Cortocircuito

El interruptor de separación de la red (Int 1) debe contar con un elemento magnético o fusibles para protección de cortocircuito.

Esta protección contra cortocircuito no tiene la finalidad de proteger al SFV de sobrecorrientes provenientes del GFV, sino de corrientes de cortocircuito provenientes de la red o por alguna falla en el sistema de acondicionamiento de potencia o en el GFV.

6.9.8 Sobrecorriente

Se debe proveer al SFV protección térmica contra sobrecorriente a la salida del sistema de acondicionamiento de potencia. El valor de calibración del dispositivo de sobrecorriente debe ser igual al valor de corriente de plena carga del inversor o inversores. El interruptor de separación con la red puede incluir un elemento térmico para este propósito.

6.10 Equipo de Protección del SFV

El equipo de protección del SFV es el que se indica a continuación:

6.10.1 Medios para deshabilitar el GFV

Se debe contar con medios para sacar de operación el GFV, ya sea para realizar labores de mantenimiento o como protección contra fallas en alguno de sus componentes. Sin embargo, se debe considerar que en principio, la única forma de "apagar" un GFV es cubriéndolo de la luz solar. Puesto que esta medida resulta poco práctica y económica en algunas situaciones, es necesario recurrir a algún método alternativo.

Deshabilitar el arreglo FV puede significar alguna de tres condiciones diferentes:

a) Evitar que el arreglo produzca salida alguna.

b) Reducir la tensión de salida a cero.

c) Reducir la corriente de salida a cero.

La primera opción es la más segura pero requiere cubrir el arreglo de la luz solar. De las opciones restantes se debe identificar que resulta menos riesgoso y más fácil de manejar en cada caso, la corriente de cortocircuito o la tensión de circuito abierto del arreglo.

En arreglos de pequeña capacidad (≤ 2 kWp) y cuyo tensión de circuito abierto no exceda 200 V c.d. resulta suficiente abrir las terminales del circuito de salida de c.d. para deshabilitar el arreglo. Para este propósito se debe utilizar un interruptor para c.d. que cumpla con las especificaciones para operar a tensión y corriente de dicho circuito.

En arreglos FV con potencias superiores a 2 kWp, es recomendable contar con medios de desconexión para seccionar el arreglo en segmentos cuyo tensión de circuito abierto sea menor que 200 V c.d. y su corriente de cortocircuito no exceda 20 A. Esto permite llevar a cabo labores de mantenimiento de manera segura. Adicionalmente, resulta conveniente que el subsistema de control mande la apertura de los interruptores de seccionamiento en caso de que sea detectada una falla en el arreglo FV.

6.10.2 Detección de fallas a tierra

Las fallas a tierra en los circuitos del GFV son potencialmente peligrosas debido a que pueden producir arcos eléctricos y como consecuencia incendios. Los GFV son esencialmente fuentes de corriente, capaces de producir arcos eléctricos por tiempo prolongado con corrientes de falla que no fundirían un fusible, como se indica en la referencia [2] del capítulo 13 de esta especificación.

Se debe proveer de un sistema de detección de fallas a tierra en instalaciones donde existan riesgos de incendios por localizarse cerca de materiales inflamables, como puede ocurrir en algunas azoteas y techos residenciales. Se puede omitir la utilización de un sistema de detección de fallas a tierra cuando todos los componentes que conforman el GFV cuentan con doble aislamiento (clase II) y las instalaciones se han hecho de manera que se minimicen las posibles fallas en el cableado (véase párrafos 9.1 y 9.5).

Se debe contar con medios de detección de fallas a tierra en instalaciones cuya potencia nominal pico supera los 10 kWp, ya que a medida que se incrementa el tamaño del GFV resulta más difícil su detección y localización.

El tipo de sistema de detección de fallas a tierra depende de las condiciones de puesta a tierra del GFV. En cualquier caso, debe cumplir las siguientes funciones:

a) Detectar fallas a tierra.

b) Interrumpir la corriente de falla.

c) Deshabilitar el arreglo (ver sección anterior).

El detector debe contar con un sistema de alarma o una indicación en el panel de control del tipo de falla ocurrida.

A continuación se establecen los esquemas de protección contra fallas a tierra para GFV con sistema de c.d. aterrizado y flotante, véase párrafo 6.1.

6.10.2.1 GFV aterrizado

En generadores fotovoltaicos aterrizados, una falla a tierra produce corrientes de falla grandes. Esto hace más fácil la detección y permite utilizar instrumentos menos sensibles para tal propósito. Las corrientes de falla elevadas incrementan el riesgo de arcos eléctricos. En consecuencia, para sistemas residenciales con generador aterrizado donde exista el riesgo de incendio por causa de un arco, es necesaria la utilización de un sistema de detección permanente.

Los dispositivos de detección de falla a tierra para uso específico en sistemas FV están en etapa de desarrollo comercial. Sin embargo se puede construir un dispositivo de corriente residual como el de la figura 4. El sistema debe ser instalado en el circuito de salida del generador.

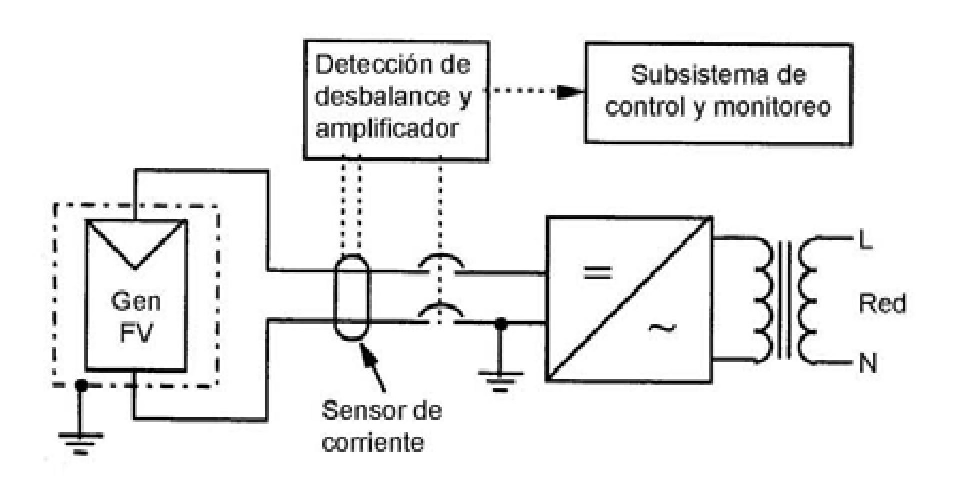


FIGURA 4 - Esquema de protección contra fallas a tierra para generadores aterrizados responsabilidad del usuario

Como se indica en la figura 4, el sensor de corriente detecta cualquier desbalance en la corriente de los dos polos del circuito de salida del GFV. Esta protección debe estar calibrada para abrir el interruptor cuando se detecte un desbalance mayor que la corriente de fuga a tierra del arreglo FV en condiciones húmedas, ya que ello indica una falla a tierra. La corriente de fuga a tierra en un arreglo FV varía dependiendo de la capacidad y tensión de salida del arreglo, la calidad del encapsulado de los MFV y de la salinidad del medio ambiente. Por lo tanto, la calibración del interruptor residual se debe hacer con base en la medición previa de dicha corriente de fuga.

Algunas observaciones importantes:

a) El sensor de corriente se debe instalar antes del punto de conexión a tierra.

b) El área de detección del sistema con dispositivo de corriente residual es del punto de colocación del sensor de corriente hacia el GFV.

c) En GFV aterrizados, la desconexión del conductor de tierra del sistema es la única manera confiable de interrumpir la corriente de falla a tierra.

d) El uso de un transformador de aislamiento con la red es indispensable cuando el GFV está aterrizado.

6.10.2.2 GFV flotante

La detección de fallas a tierra en GFV flotantes es más difícil porque una falla sencilla a tierra no produce corrientes de falla fácilmente detectables. En este caso se requieren dos fallas a tierra para producir corrientes de falla grandes. Por ello, el riesgo de arcos eléctricos es considerablemente menor. Si se cuenta con un sistema de detección de fallas a tierra, éste puede detectar la primera falla y deshabilitar el arreglo antes de que ocurra una segunda falla a tierra.

En GFV flotantes la detección de falla a tierra se puede hacer de tres maneras:

a) Verificación periódica del aislamiento, utilizando un medidor de resistencia de aislamiento.

b) Instalación de un dispositivo "monitor de aislamiento" permanente (véase figura 5), que verifica la resistencia a tierra de ambos polos con una frecuencia predeterminada. En este caso, el SFV debe estar eléctricamente aislado de la red (con transformador de aislamiento).

c) Con un dispositivo de corriente residual instalado en la salida del subsistema de acondicionamiento de potencia, para lo cual es necesario que no haya separación galvánica entre el GFV y la red (sin transformador de aislamiento) y se requiere que el conductor neutro del sistema de c.a. esté sólidamente conectado al sistema de tierras de los equipos del GFV (referencia [2] del capítulo 13 de esta especificación).

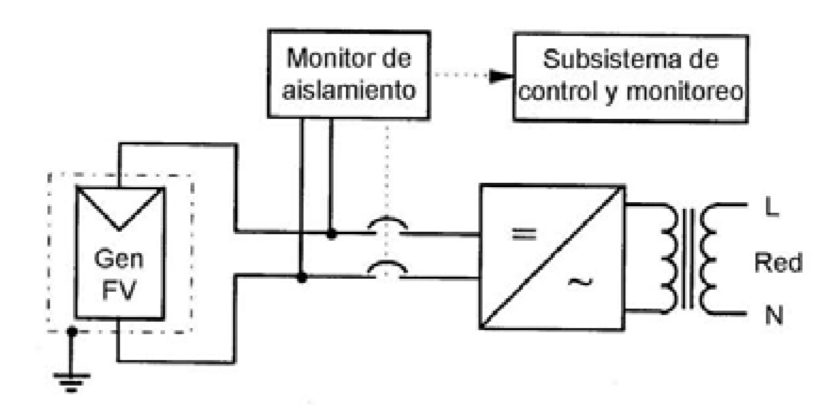


FIGURA 5 - Monitor de aislamiento para detectar fallas a tierra en GFV flotantes responsabilidad del usuario

6.10.3 Sobrecorriente

Las protecciones contra sobrecorriente son las siguientes:

6.10.3.1 Ramas del arreglo o subarreglo

Cada una de las ramas del arreglo o arreglos se deben proteger con dispositivos de sobrecorriente. En GFV aterrizados no se deben instalar dispositivos de sobrecorriente en los conductores aterrizados porque su apertura pondría al circuito correspondiente en modo flotante. En este caso, solamente se requiere un dispositivo de sobrecorriente en el polo positivo de cada rama (véase figura 6a).

En GFV flotantes es necesario instalar dos dispositivos de sobrecorriente en cada rama, uno en el polo positivo y uno en el polo negativo (véase figura 6b).

a) Excepción 1.

   Cuando el arreglo o subarreglo tiene menos de tres ramas en paralelo y se han seguido las prácticas de instalación indicadas en los subincisos 6.10.3.2, 6.10.3.3 y en los párrafos 9.1 y 9.5.

b) Excepción 2.

   Cuando los equipos que conforman el GFV cuentan con doble aislamiento (clase II) y se han seguido las prácticas de instalación indicadas en los párrafos 9.1 y 9.5.

c) Excepción 3.

   Cuando el GFV cuenta con un sistema de detección de fallas a tierra que opera de manera permanente y se han seguido las prácticas de instalación indicadas en los párrafos 9.1 y 9.5.

Las consideraciones para la selección de los dispositivos de sobrecorriente son las siguientes:

a) Se pueden utilizar interruptores termomagnéticos. Esta solución además de proteger al circuito en cuestión contra sobrecorrientes, provee los medios de desconexión que se especifican en el inciso 6.10.5 de esta especificación.

b) Alternativamente se pueden utilizar dispositivos de desconexión con portafusibles integrados.

c) Deben estar especificados para uso en circuitos de c.d.

d) Su calibración nominal debe ser entre 125 % y 150 % de la corriente de cortocircuito del circuito a proteger y debe ser menor que la capacidad de conducción de corriente de los conductores del mismo circuito.

e) Tener la capacidad de tensión apropiada.

f) Preferentemente utilizar dispositivos con retraso de tiempo para evitar desconexiones por sobrecorrientes transitorias.

g) Tener la capacidad de interrupción de corriente adecuada. Para determinar dicha capacidad se deben considerar las corrientes factibles de todas las fuentes, incluyendo corrientes de falla provenientes de la red que pueden pasar a través del inversor.

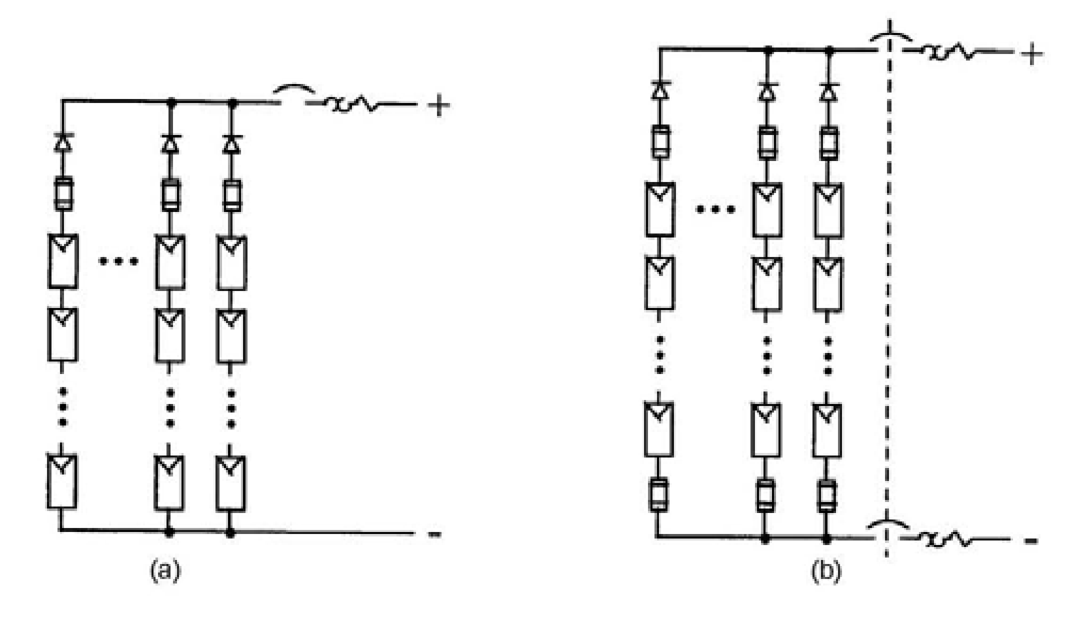


FIGURA 6 - Dispositivos de sobrecorriente en ramas y subarreglos de un GFV: (a) Aterrizado, (b) Flotante, ambos responsabilidad del usuario

6.10.3.2 Circuito de salida de los subarreglos del GFV

Se deben proteger los conductores del circuito de salida de cada subarreglo con dispositivos de sobrecorriente.

En GFV aterrizados, no se deben instalar dispositivos de sobrecorriente en los conductores aterrizados porque su apertura pondría al circuito correspondiente en modo flotante, en este caso, solamente se requiere un dispositivo de sobrecorriente en el polo positivo de cada subarreglo (véase figura 6a).

En GFV flotantes, es necesario instalar dos dispositivos de sobrecorriente en cada polo del circuito de salida del subarreglo correspondiente, uno en el polo positivo y otro en el negativo (véase figura 6b).

a) Excepción 1.

Cuando el arreglo tiene menos de tres subarreglos conectados en paralelo, cada rama cuenta con protección contra sobrecorriente y se han seguido las prácticas de instalación indicadas en los párrafos 9.1 y 9.5.

b) Excepción 2.

Cuando los equipos que conforman el GFV cuentan con doble aislamiento (clase II) y se han seguido las prácticas de instalación indicadas en los párrafos 9.1 y 9.5.

c) Excepción 3.

Cuando el GFV cuenta con un sistema de detección de fallas a tierra que opera de manera permanente y se han seguido las prácticas de instalación indicadas en los párrafos 9.1 y 9.5.

Las consideraciones para la selección de dispositivos de sobrecorriente son las mismas que las expuestas en el subinciso 6.10.3.1.

6.10.3.3 Circuito de salida del arreglo FV

No es necesario proteger el circuito de salida del arreglo FV contra sobrecorrientes porque el arreglo no es capaz de producir sobrecorrientes en su circuito de salida. En cualquier caso el uso de un medio de desconexión en el circuito de salida del arreglo es indispensable, véase inciso 6.10.5.

6.10.3.4 Sistema de c.a.

Las protecciones contra sobrecorriente en el sistema de c.a. han sido expuestas en los incisos 6.9.7 y 6.9.8. Los interruptores de separación de la red no solo proveen protección a la interfaz, sino también a los equipos del SFV contra posibles corrientes de falla provenientes de la red.

6.10.4 Sobretensiones

Las sobretensiones en instalaciones FV ligadas a la red son causadas por factores internos y externos. Entre los factores internos están las fallas en componentes, errores de operación y transitorios por conmutación. De los factores externos, la causa principal de sobretensiones son las descargas atmosféricas; otras causas externas al sistema son transitorios en la red y en la carga local.

Es indispensable proveer medios de protección contra sobretensiones en instalaciones FV por varias razones: proteger a los equipos de posibles daños, asegurar la continuidad del servicio que proporcionan y reducir riesgos a las personas que interactúan con el sistema. Para lograr una protección adecuada se deben implementar las medidas de protección que se establecen en la norma IEC 61173.

6.10.4.1 Consideraciones adicionales

a) Se debe evitar la formación de espiras conductoras de gran área, particularmente es recomendable que los conductores positivo y negativo del circuito de salida del GFV discurran juntos. Esto reduce las sobretensiones inducidos en el sistema eléctrico por descargas atmosféricas cercanas.

b) Los conductores de tierra de equipos no deben correr paralelamente o cerca de conductores de corriente para minimizar el acoplamiento de sobretensiones al sistema.

c) Los conductores de tierra de los equipos deben ser lo más cortos posible, y se deben conectar directamente al electrodo de tierra más cercano o al bus de tierra.

d) Utilizar estructuras de montaje de sección transversal grande para reducir las sobretensiones inducidas.

6.10.5 Medios de desconexión

Es indispensable contar con medios que permitan seccionar el sistema, para desenergizar los equipos que lo conforman y para evitar energizar la red de CFE en caso de licencias para mantenimiento. Aun cuando las protecciones son propiedad y responsabilidad del usuario la CFE puede verificar su funcionamiento cuando así lo considere, con el objeto de garantizar que el SFV no energice redes que CFE haya librado para mantenimiento.

En sistemas aterrizados, los medios de desconexión manuales o automáticos se deben instalar solo en los conductores no aterrizados, ya que la desconexión de un conductor que se encuentra aterrizado puede llevar al sistema a operar en modo flotante. Una excepción a esta regla ocurre en el circuito de salida del GFV, cuando el sistema de protección contra fallas a tierra prevé la desconexión del conductor aterrizado del sistema para interrumpir la corriente de falla (véase subinciso 6.10.2.1).

En sistemas flotantes se deben proveer medios de desconexión para ambos polos de los circuitos de c.d. que conforman el GFV.

6.10.5.1 Para los equipos

Cada equipo en un SFVI debe contar con medios de desconexión para aislarlo de los demás equipos y de todas las fuentes de energía. Los medios de desconexión pueden ser interruptores o conectores, dependiendo de su función dentro del sistema para evitar energizar la red de CFE en caso de licencias para mantenimiento. Aun cuando las protecciones son propiedad y responsabilidad del usuario la CFE puede verificar su funcionamiento cuando así lo considere, con el objeto de garantizar que el SFV no energice redes que CFE haya librado para mantenimiento.

Los interruptores localizados apropiadamente, con la calibración y capacidad de interrupción adecuadas, cumplen ampliamente con las funciones de desconexión y protección contra sobrecorriente y cortocircuito.

En el diagrama de bloques de la figura 7 se ilustra la localización de medios de desconexión para los posibles equipos que conforman un SFVI. Un interruptor entre el inversor y el transformador no es necesario puesto que en caso de servicio el conjunto inversor-transformador puede ser aislado de ambas fuentes.

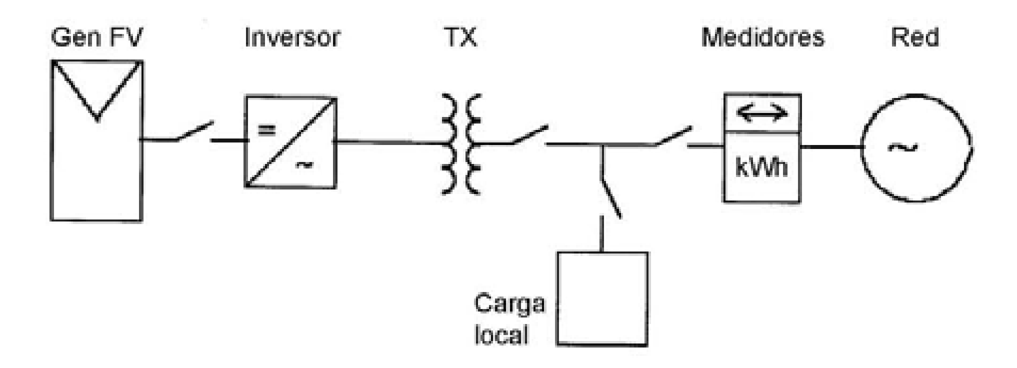


FIGURA 7 - Medios de desconexión para los equipos de un SFV

6.10.5.2 Para seccionar un arreglo FV

Se requiere contar con medios que permitan seccionar el arreglo en segmentos no peligrosos. Así mismo, los medios de seccionamiento son útiles para realizar labores de mantenimiento al arreglo FV. Para cumplir este requerimiento se deben instalar medios de desconexión para cada rama y para cada subarreglo del GFV.

Los medios de desconexión para el seccionamiento del arreglo pueden ser interruptores o conectores que cumplan con las especificaciones establecidas en el inciso 9.5.6. El empleo de interruptores termomagnéticos es recomendable porque además de proporcionar los medios de desconexión necesarios, provee las protecciones contra sobrecorriente que se especifican en el inciso 6.10.3.

En arreglos de bajo tensión (hasta 48 V nominales) y de pequeña capacidad (hasta 2 kWp), la utilización de fusibles en cada rama puede sustituir a los medios de desconexión a la vez que proporciona protección contra sobrecorriente.

6.10.6 Otras protecciones al GFV

6.10.6.1 Diodos de bloqueo

Se deben utilizar diodos de bloqueo en cada rama del arreglo adicionalmente a las protecciones por sobrecorriente (véase figura 6). Los diodos no son dispositivos de sobrecorriente, sin embargo, ayudan a controlar algunas corrientes de falla en las ramas del GFV. Para minimizar las pérdidas por conducción se deben utilizar diodos "Schottky". Es recomendable sobredimensionar la corriente nominal en un 50 % para reducir las caídas resistivas en los diodos de bloqueo, ya que su resistencia en estado de conducción disminuye al aumentar su capacidad. En cuanto a la tensión de bloqueo, ésta debe ser al menos el doble de la tensión de circuito abierto del arreglo, con el propósito de compensar las sobretensiones que se pueden presentar por descargas atmosféricas y maniobras de conmutación.

6.10.6.2 Diodos de paso

Los diodos de paso se utilizan para aliviar la disipación de energía en los MFV causada por el sombreado parcial o total de uno o varios de ellos. El sombreado puede ocurrir por obstrucción parcial de la radiación incidente en el arreglo FV o por defectos de fabricación de las celdas. La utilización de diodos de paso es indispensable, ya que evita daños mayores a los módulos y reduce considerablemente las pérdidas de potencia por concepto de sombreado.

Se debe utilizar por lo menos un diodo de paso en paralelo con cada módulo del arreglo FV. El ánodo del diodo se conecta a la terminal negativa del módulo y el cátodo del diodo a la terminal positiva del mismo.

Normalmente los fabricantes incluyen uno o dos diodos de paso en cada módulo, en cuyo caso no es necesario instalar diodos adicionales.

7 CONDICIONES DE OPERACIÓN

Las condiciones de operación para el funcionamiento adecuado de un SFVI están contenidas en esta sección. Aun cuando las protecciones son propiedad y responsabilidad del usuario la CFE puede verificar su funcionamiento cuando así lo considere, con el objeto de garantizar que el SFV no energice redes que CFE haya librado para mantenimiento.

7.1 Instalación Eléctrica en General

Las conexiones de puesta a tierra del SFVI deben cumplir con lo establecido en el párrafo 9.4. Las condiciones ambientales del sitio de instalación inciden directamente sobre esta conexión.

En lo que respecta a la instalación eléctrica en general como son conductores, conexiones y canalizaciones eléctricas, cada componente debe cumplir con lo establecido en el párrafo 9.5, donde se especifican las características que debe reunir cada elemento para una adecuada operación.

Finalmente, se deben observar puntualmente las condiciones de operación que establecen los fabricantes de cada uno de los subsistemas del SFVI, como son los MFV y el inversor o inversores, para el mejor desempeño del sistema en su conjunto.

7.2 Espacio Disponible

La superficie que ocupa este tipo de instalaciones depende de la potencia instalada y del tipo de módulos fotovoltaicos que se utilicen. El peso de los MFV también varía en función del tipo que se utilice. Es deseable que el inmueble cuente con una pared sombreada y resguardada en la que se puedan instalar los inversores e interruptores.

7.3 Orientación del Arreglo

Ésta es una de las características más importantes para el mejor aprovechamiento del recurso solar. Sin embargo, se debe tener presente que dicha orientación se puede ver afectada tanto por la ubicación y arquitectura del inmueble, como por las características constructivas del mismo.

Se debe procurar siempre orientar el GFV hacia el sur con una inclinación equivalente a la latitud geográfica del sitio de la instalación, con ello se maximiza la captación del recurso solar a lo largo del año.

Es necesario señalar que independientemente de la inclinación que se le dé al arreglo para maximizar la captación de energía en alguna estación del año en particular, la captación total anual en cada caso no guarda una diferencia significativa y lo único que se logra es incrementar la generación FV en la estación de interés.

Se debe considerar que en ningún momento del día los módulos deben estar a la sombra, aunque sea sólo parcialmente.

7.4 Mantenimiento

El alcance y periodicidad del mantenimiento preventivo necesario en el SFVI depende en gran medida de las condiciones ambientales específicas en la zona, principalmente del grado de polvo, humedad en el ambiente e irradiación solar (para el caso de cables y gabinetes no metálicos).

El mantenimiento correctivo del SFVI, cuando se presenta una falla que deshabilita su operación normal, debe ser atendido por personal técnico especializado.

A continuación se listan las principales labores (periódicas) de mantenimiento preventivo y verificación operacional que demanda un SFVI.

7.4.1 Instalación eléctrica

A la instalación eléctrica en general se debe realizar una verificación anual del estado que guarda el aislamiento de los conductores expuestos a la intemperie (no canalizados), buscando básicamente evidencia de resquebrajamiento del aislamiento o daño físico en los mismos. Asimismo, se debe verificar que todas las canalizaciones eléctricas se mantienen en buen estado y se encuentran debidamente soportadas.

En relación a las conexiones eléctricas en el circuito, la verificación física de que éstas se conservan firmemente sujetas (apretadas) en todos y cada uno de los puntos de conexión solamente se justifica cuando hay evidencia de que el conductor, la tubería "conduit" o el gabinete ha sido o está sometido a esfuerzos mecánicos y/o presenta un daño físico visible. La causa más común que da lugar a este tipo de anomalía es la tensión de los cables originada por soportes sueltos o la ausencia de éstos.

Verificar que la conexión a tierra del sistema y la de cada uno de los equipos, se mantiene firme y sin señales de corrosión.

7.4.2 Módulos FV

Antes de dar mantenimiento al GFV se deben seguir estrictamente las instrucciones indicadas para ello en el manual del instalador del SFVI. Poniendo especial interés en el apagado del GFV (desenergizarlo), tanto en c.a. como en c.d.

Para el óptimo desempeño del SFV se debe conservar siempre libre de polvo y/o suciedad la superficie de los módulos FV. Por lo tanto, se debe:

a) Limpiar la superficie de vidrio del módulo según sea necesario, utilizando agua y una esponja o paño suave para la limpieza. Se puede emplear un agente de limpieza suave y no abrasivo para quitar suciedad resistente. Esta operación es similar a la que demanda la limpieza de la carrocería de un automóvil.

b) Verificar las conexiones eléctricas y mecánicas cada seis meses para asegurarse que se encuentren limpias, seguras y libres de daño.

c) Realizar la limpieza al menos cuatro veces al año o bien en función de la cantidad de polvo en el ambiente dependiendo de la época del año.

7.4.3 Diodos de derivación

Es necesario probar los diodos de derivación en el GFV cuando se pone en operación por primera vez o su tensión se ha caído muy por debajo de su valor especificado. Generalmente estos diodos se encuentran dentro de las cajas de conexiones de los MFV. Para extraerlos y probar su estado operativo es necesario:

a) Destapar la caja de conexiones.

b) Extraer el diodo respetando la marca de su polaridad.

c) Verificar la conductividad del diodo. Este debe conducir electricidad cuando las conexiones de prueba están conectadas en una dirección y mostrar una alta resistencia en la dirección opuesta. Si un diodo conduce en ambas direcciones está defectuoso.

d) En caso que el diodo esté defectuoso se debe reemplazar por otro de características similares; respetando la posición de la polaridad original. De ser posible el diodo se debe soldar a los contactos.

e) Finalmente, verifique la tensión de circuito abierto del MFV y cierre la cubierta.

7.4.4 Inversor

Antes de dar mantenimiento al inversor se deben seguir estrictamente las instrucciones indicadas para ello en el manual del fabricante, poniendo especial interés en el apagado del inversor (desenergizarlo), tanto en c.a. como en c.d. Se recomienda que al menos cada mes (o según se requiera) se dé mantenimiento preventivo a:

a) Disipador de calor.

La acumulación de polvo y suciedad en las aletas del disipador de calor y en el cuerpo y las rejillas de protección del ventilador, si el equipo está provisto de uno, decrece la capacidad de transferencia de calor, lo cual puede originar la salida de operación del inversor al operarse la protección contra sobretemperatura. Por lo tanto, se debe inspeccionar la acumulación de suciedad en las aletas del disipador de calor y en la rejilla de protección del ventilador y limpiarse adecuadamente.

b) Operación del ventilador.

En caso que el inversor cuente con ventilación forzada, se debe verificar la adecuada operación del ventilador del disipador de calor. Normalmente el ventilador opera a través del cierre de contactos de un relevador. Retire el polvo y/o suciedad acumulada en el ventilador y en la guarda de protección.

Semestralmente:

c) Empaquetaduras del gabinete.

Inspeccione el sello de la puerta del gabinete. Si está dañado remplace la empaquetadura.

d) Conexiones eléctricas.

Inspección de las condiciones de todos los cables de entrada y de salida del inversor. Inspeccione todas las terminales de los cables y las conexiones de daños causados por alta temperatura y revise corrosión. Remplace cualquier conductor dañado. Verifique que todas las conexiones se mantienen firmes y apretadas.

e) Gabinete.

Abra el gabinete y remueva el polvo o suciedad acumulada en el interior. El gabinete debe quedar perfectamente hermético para evitar la entrada de agua, polvo y/o tierra al interior.

A continuación se proporciona el procedimiento general para desenergizar o energizar el inversor del SFVI.

7.4.4.1 Apagado del inversor

a) Mover el interruptor ON/OFF a la posición "OFF" (si el inversor cuenta con un interruptor integrado).

b) Abrir el interruptor del GFV.

c) Abrir el interruptor de salida c.a. para la desconexión del SFVI de la red.

d) Abrir el interruptor del transformador de aislamiento (en el caso de no estar integrado éste en el inversor).

e) Bloquear el interruptor del transformador de aislamiento, y los interruptores de entrada y salida del inversor contra operación por terceros.

NOTA: Las terminales de entrada FV se encuentran energizadas si el GFV no está desconectado. Se requiere de alrededor de 5 min para que todos los capacitores en el gabinete se descarguen una vez apagado el inversor.

7.4.4.2 Encendido del inversor

a) Retirar los dispositivos de bloqueo del interruptor del transformador de aislamiento y de los interruptores de entrada y salida del inversor.

b) Cerrar el interruptor del transformador de aislamiento (en el caso de no estar integrado éste en el inversor).

c) Cerrar el interruptor de salida c.a. para conexión del SFVI de la red.

d) Cerrar el interruptor del GFV.

e) Mover el interruptor ON/OFF a la posición "ON" (si el inversor cuenta con un interruptor integrado).

f) Verificar que el indicador de operación normal (comúnmente un "led" verde) se encuentra encendido.

Después de aproximadamente 15 s que el equipo requiere para realizar su rutina de inicialización y en algunos casos alrededor de 5 minutos para llevar el sistema a condiciones de operación normal, el inversor automáticamente debe operar el GFV en el punto de máxima potencia (PMP) cuando el tensión del arreglo es mayor al tensión de arranque ajustado en el inversor.

La verificación de operación normal se debe realizar durante el día, cuando el sistema está generando. El encendido de cualquier otro "led" indica seguramente la detección de una falla en el sistema y se debe consultar el manual de usuario del fabricante del inversor para implementar cualquier acción correctiva o para el restablecimiento de éste a su operación normal.

8 CONDICIONES DE DESARROLLO SUSTENTABLE

No aplica.

9 CONDICIONES DE SEGURIDAD INDUSTRIAL

Los aspectos de seguridad y protección son de vital importancia en la planeación, diseño, instalación, operación y mantenimiento de un SFVI. Los generadores dispersos interconectados con la red eléctrica de la CFE, requieren de medidas de seguridad particulares. La interfaz con la red representa algunos riesgos potenciales para los equipos de la CFE, para el SFVI y para las personas involucradas en la operación y mantenimiento de ambos. Aun cuando las protecciones son propiedad y responsabilidad del usuario la CFE puede verificar su funcionamiento cuando así lo considere, con el objeto de garantizar que el SFV no energice redes que CFE haya librado para mantenimiento.

9.1 Aspectos de Instalación

La correcta instalación de SFVI es muy importante para evitar posibles fallas y/o accidentes ocasionados por prácticas inapropiadas de instalación o daños a los componentes en este proceso. En esta sección se describen los aspectos más importantes a observar durante la instalación de un SFVI:

a) Considerar la utilización de componentes aprobados para la utilización en SFV. En cuanto a los módulos, éstos deben estar certificados por algún laboratorio reconocido. Respecto al equipo de c.d., se debe asegurar que los interruptores, fusibles, entre otros, están especificados para esta utilización.

b) Los conductores de un SFV no se deben instalar en los mismos ductos, charolas, ni cajas de conexión de otros sistemas eléctricos. Dos excepciones permisibles son:

- cuando los conductores de los diferentes sistemas están interconectados,
- si existe una partición para separarlos.

c) Evitar formar espiras de gran área de conductor, particularmente con los conductores que interconectan los MFV y los del circuito de salida del arreglo FV.

d) Utilizar cajas de conexión y gabinetes aprobados por algún organismo competente para el utilización que se les dé.

e) En la instalación del cableado tomar en cuenta los esfuerzos mecánicos a los que pudieran estar sometidos. Utilizar aliviadores de tensión, soportes, "conduit" y guardas conforme sea conveniente para garantizar la seguridad de la instalación.

f) Si el GFV se localiza en una parte del inmueble que sea de libre acceso a sus ocupantes o dentro de un área que tenga otros usos; es indispensable colocar una malla metálica y letreros de advertencia claramente visibles que prevengan el contacto de personas no calificadas con los equipos del sistema. Se debe tener cuidado de que la malla metálica no obstruya la radiación solar a ninguna hora del día, y durante ninguna estación del año. Además, se debe aterrizar la malla e integrarla al sistema de intercepción de rayos si el inmueble cuenta con él.

g) Si las instalaciones del SFVI se encuentran cercanas al tendido de conductores eléctricos con nivel de tensión letal o que se consideren de alto riesgo para el personal de CFE o usuarios del sistema, se deben cubrir los aspectos indicados en la norma NOM-001-SEDE.

9.2 Aspectos de Operación y Mantenimiento para la CFE

Como se trató en los párrafos 6.9 y 6.10, una vez en funcionamiento el SFVI se pueden suscitar condiciones riesgosas, tanto para los operarios de la CFE como para los usuarios del sistema, si no se toman las medidas de seguridad adecuadas durante su operación normal o en actividades de mantenimiento.

Para evitar al máximo estas condiciones de riesgo se debe poner especial atención en los siguientes dos temas:

Operación en Modo Isla e inyección de c.d. en la red eléctrica. Ésto es, verificar que no exista tensión alterna ni continua en la línea de distribución antes de iniciar cualquier trabajo en ella. Adicionalmente, se deben seguir todos los lineamientos de seguridad establecidos en los siguientes apartados.

9.2.1 Operación en modo Isla

Si la desconexión de la red se debe a una maniobra por mantenimiento, la operación en modo isla de los generadores dispersos implica riesgos al personal de mantenimiento de la CFE porque pueden entrar en contacto con conductores energizados en la línea de distribución, que supuestamente se deben encontrar desenergizados.

No se permite la generación de electricidad de generadores dispersos interconectados a la red durante un corte del suministro de energía de la fuente primaria (red eléctrica).

9.2.2 Inyección de c.d.

Además de los efectos evitados en el equipo de la CFE tratados en el inciso 6.9.5, debido a una posible inyección de c.d. en la red por causa de alguna falla en el inversor, también se debe tener presente el peligro de un posible contacto accidental con un conductor con una componente letal de c.d., que puede ser incluso indetectable por equipo de medición en c.a. (de uso típico por los operarios), cuando supuestamente el conductor debe estar desenergizado para maniobras de operación y mantenimiento en la red.

9.2.3 Módulos FV

Otro aspecto a considerar en la operación y mantenimiento de un SFVI es la tensión en circuito abierto del GFV (véase párrafo 9.3). Aún cuando los dispositivos de desconexión correspondientes (véase figuras 6 y 7) estén abiertos, los MFV mantienen dicha tensión en sus terminales puesto que continúan expuestos a la luz solar, por lo que al tener un contacto accidental con ellos puede ser altamente peligroso.

Para desenergizar completamente los MFV considerar lo indicado en el inciso 6.10.1.

9.3 Tensión de Salida del GFV

Desde el punto de vista de la eficiencia energética, lo más recomendable es que la tensión del GFV sea lo más alto posible para una potencia dada, de manera que las pérdidas por conducción sean mínimas. Sin embargo esta práctica tiene limitaciones por varias razones: la seguridad de las personas, la capacidad dieléctrica de los MFV y la disponibilidad comercial y costo de equipos para c.d. en las tensiones requeridas.

Para la selección del aislamiento de los componentes se deben considerar la máxima tensión de circuito abierto en el GFV. En localidades donde la temperatura ambiente durante el día oscila alrededor de 0 °C, éste puede llegar a ser 110 % de la tensión de circuito abierto, puesto que la tensión de circuito abierto aumenta en relación inversa con la temperatura de los MFV.

En sistemas de tipo residencial la tensión nominal de operación del GFV debe oscilar entre 48 V c.d. y 150 V c.d. con respecto a tierra. El límite inferior se establece por razones de eficiencia y facilidad de cableado. El límite superior constituye una tensión que no representa riesgos de ocasionar accidentes graves en caso de "shock" eléctrico, por otra parte, es fácil encontrar dispositivos de corriente directa comerciales para tensiones nominales hasta 150 V c.d.

Para sistemas comerciales y con potencias superiores a los 5 kWp, la tensión nominal del GFV debe oscilar entre 125 V c.d. y 600 V c.d. con respecto a tierra. El límite inferior se establece por razones de eficiencia y facilidad de cableado. El límite superior obedece al hecho de que la mayoría de los MFV comerciales pueden emplearse con tensión del sistema hasta 600 V a tierra; por otra parte, aunque existen en el mercado MFV cuyo aislamiento permite el empleo de tensiones de sistema mayores, se considera innecesario superar los 600 V a tierra en pequeños sistemas dispersos cuya capacidad no supera 30 kWp.

9.4 Condiciones de Puesta a Tierra

9.4.1 Requerimientos generales

En la instalación de un sistema de tierras para un SFVI es conveniente proveer una barra de tierra que sirva como referencia a tierra tanto al sistema de c.d. como a todos los equipos que se conectan a tierra (véase figura 8). La localización más conveniente para esta barra de tierra en sistemas aterrizados es la caja de conexión principal del GFV. Para sistemas flotantes, la barra de tierra se debe colocar lo más cerca posible de los equipos que van a ser aterrizados, particularmente de los descargadores de sobretensión. El (los) electrodo(s) de tierra se debe conectar sólidamente a esta barra con un conductor cuyo calibre sea por lo menos el calibre del conductor de tierra del SFVI.

Adicionalmente, se debe proveer de barras de tierra auxiliares para los equipos que se encuentren a una distancia considerable de la barra principal de tierra. Ésto permite establecer una referencia a tierra auxiliar para equipos que se encuentren agrupados en una misma área física. Para interconectar la(s) barra(s) de tierra auxiliar(es) con la barra de tierra principal se debe utilizar un conductor con las mismas características que el utilizado para conectar la barra principal de tierra con el(los) electrodo(s) de tierra.

Cuando existan otros sistemas de tierra dentro del inmueble, el sistema de tierras del SFVI debe estar conectado a ellos. Esto limita las posibles diferencias de potencial y por consiguiente incrementa la seguridad a las personas y a los equipos.

Es de particular importancia considerar la interconexión del sistema de tierras con el conductor de tierra del pararrayos, en el caso de que el inmueble cuente con él. La adecuada conexión de ambos sistemas debe reducir la magnitud de las posibles tensiones inducidas en el SFV por causa de descargas atmosféricas. Al respecto se deben tomar las siguientes consideraciones:

a) Los "conduits" y estructuras metálicas del SFVI se deben mantener a una distancia mayor o igual que 1,83 m del conductor de tierras del sistema interceptor de rayos, de lo contrario deben ser sólidamente conectados a este conductor en la zona en la que la separación es menor que 1,83 m.

b) Si un conductor de apartarrayos está presente, el GFV debe ser integrado a éste, es decir, las estructuras metálicas y marcos de MFV deben estar sólidamente conectados a este conductor. En la medida de lo posible, los MFV se deben instalar lo más lejos posible del conductor del sistema interceptor de rayos.

c) Los conductores para interconectar los sistemas de tierra, electrodos y barras de tierra deben ser al menos del mismo calibre que el conductor de puesta a tierra del SFVI.

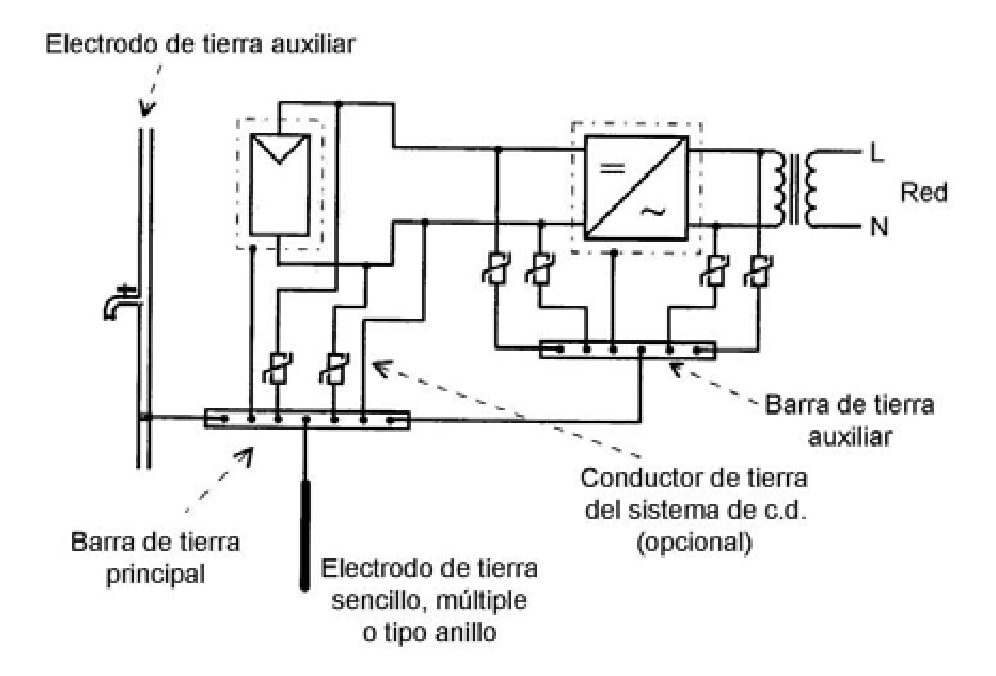


FIGURA 8 - Puesta a tierra de un SFV residencial. Interconectado con la red (sistema y equipos)

9.4.2 Equipos

Se deben conectar a tierra todas las partes metálicas que no están designadas para conducir corriente eléctrica, como son marcos de MFV, gabinetes metálicos y estructuras metálicas en general. La puesta a tierra de equipos es una medida de protección a las personas, mantiene todas las partes metálicas que normalmente no están energizadas al potencial de tierra, aún en caso de que entren accidentalmente en contacto con algún circuito energizado. Con ello se evitan descargas eléctricas a las personas que puedan tener contacto con dichas partes. Para clarificar la conexión a tierra de equipos y del sistema de c.d. (véase la figura 8).

Los siguientes puntos se deben observar en la conexión a tierra de equipos:

a) El conductor de tierra de los equipos es el que conecta las partes metálicas con la barra de tierras o con el electrodo de tierras.

b) La conexión a tierra de los equipos no se debe interrumpir al remover cualquier módulo del arreglo FV.

c) El calibre del conductor de tierra de los equipos deben ser por lo menos igual al del conductor de mayor calibre del equipo en cuestión.

d) Si el sistema de c.d. está aterrizado se debe utilizar el mismo electrodo de tierra para equipos y para el sistema de c.d. del GFV. Dos o más electrodos unidos de manera efectiva se consideran como un sólo electrodo para este propósito.

e) Si la tierra de la red está presente, se debe conectar el sistema de tierras del GFV a ésta. Es decir, la tierra del sistema de c.a. y de los equipos debe ser común.

f) Para detalles sobre el electrodo de tierra, véase la norma NOM-001-SEDE.

9.4.3 Sistema de c.d.

Un sistema de c.d. está aterrizado si un conductor vivo se conecta a tierra. Poner a tierra el sistema estabiliza la tensión con respecto a tierra en operación normal. Esta configuración facilita la operación de los dispositivos de sobrecorriente para interrumpir la corriente de falla. La puesta a tierra del sistema de c.d. es una medida de protección para los equipos de los SFVI (véase figura 8).

En sistemas de c.d. de tres hilos (GFV con derivación central) la puesta a tierra del neutro tiene la ventaja de limitar la tensión máxima de los módulos con respecto a tierra a la mitad de la tensión de circuito abierto del arreglo. Esta característica reduce significativamente el estrés dieléctrico en los módulos de SFV que operan con tensiones elevadas y reduce el riesgo de arcos voltaicos por este motivo.

Si el sistema de c.d. va a operar conectado a tierra, se deben observar los siguientes puntos:

a) La conexión a tierra del sistema se debe hacer en un solo punto del circuito de salida del GFV. Una conexión a tierra lo más cerca posible de los MFV protege al sistema contra sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas.

b) Uno de los conductores del circuito de salida, si el sistema es de dos hilos o el neutro (derivación central) si el sistema es de tres hilos, debe ser sólidamente conectado al electrodo o bus de tierra.

c) La conexión a tierra del sistema y/o de los equipos no se debe interrumpir al remover cualquier módulo del arreglo FV.

d) La designación del conductor de tierra del sistema de c.d. no debe ser menor que el conductor de mayor calibre del SFVI y en ningún caso menor a 8,37 mm^2.

e) Se debe utilizar el mismo electrodo para establecer el potencial de tierra del sistema de c.d. y los equipos. Dos o más electrodos unidos efectivamente se consideran como un sólo electrodo para este propósito. Adicionalmente, la tierra del SFVI se debe unir a la tierra de la red si está presente.

f) Para detalles sobre el electrodo de tierra, véase la norma NOM-001-SEDE.

9.5 Cableado

La selección e instalación apropiada de los conductores en un sistema eléctrico evitan riesgos de cortocircuito y fallas a tierra, con ello se reduce la probabilidad de formación de arcos eléctricos y por ende de incendios. Los métodos de cableado y la selección apropiada del tipo de conductores son consideraciones muy importantes no sólo para la seguridad de una instalación FV, sino también para la durabilidad y la facilidad de mantenimiento.

9.5.1 Métodos de cableado

Las siguientes consideraciones se deben aplicar para la instalación de conductores eléctricos:

a) La utilización de cable unifilar reduce la probabilidad de corto circuito.

b) Separar los conductores positivo y negativo en las cajas de conexión, minimiza la posibilidad de corto circuito en ellas.

c) Considerar los esfuerzos mecánicos a que puedan estar sujetos los conductores incluyendo ciclos térmicos, cargas de viento, hielo, entre otros. La instalación de soportes apropiados, "conduit" y sistemas de alivio de tensión reducen significativamente los efectos de estos factores.

d) Si es posible, instalar los cables de diferente polaridad en ductos independientes o en ductos con barrera divisoria.

9.5.2 Selección de conductores

a) Seleccionar el cable de acuerdo con las condiciones a las que va a ser sometido, considerando la estabilidad mecánica, la estabilidad térmica, la degradación por radiación UV y la exposición a ambientes húmedos. Utilizar en todos los casos cable para intemperie en el arreglo FV.

b) La tensión del aislamiento no debe ser menor que 125 % de la tensión de circuito abierto del GFV en condiciones estándar (CEP).

c) Para seleccionar la temperatura nominal del aislamiento, es importante considerar que en climas moderados la temperatura del arreglo FV puede llegar hasta 60 °C. En climas extremosos como los de las zonas desérticas y tropicales de nuestro país esta temperatura puede alcanzar 75 °C al medio día.

d) Cuando existan paneles con seguimiento en el arreglo se deben seguir las siguientes recomendaciones adicionalmente a las arriba expuestas: utilizar conductores flexibles, elegir cables para uso extra rudo e intemperie, no instalarlos en "conduit" y utilizar factores de corrección por temperatura conservadores.

9.5.3 Código de colores

Utilizar el código de colores de la norma NOM-001-SEDE. Este código establece que para sistemas aterrizados el color del aislamiento de todos los conductores con potencial de tierra debe ser blanco o gris, si la designación es mayor que 13,3 mm^2, se puede utilizar cualquier color excepto verde si se coloca pintura o cinta blanca en ambos extremos del conductor. Los conductores para aterrizar equipos deben ser desnudos o con aislamiento color verde o verde con franjas amarillas. No hay ningún requerimiento de color para el conductor no aterrizado, la convención en sistemas de potencia es utilizar negro y rojo para los primeros dos conductores.

9.5.4 Cajas de conexión

Las cajas de conexión deben cumplir con los siguientes requisitos:

a) Utilizar cajas y paneles aprobados por organismos competentes para el tipo de uso que se requiere.

b) Los conductores de otros sistemas eléctricos no se deben colocar en la misma caja a menos que ésta esté dividida o que en esa caja se lleve a cabo la interconexión de los subsistemas del SFVI.

c) Deben ser instaladas de tal forma que el acceso a las conexiones sea fácil.

d) Cerrar todas las aberturas no utilizadas con el mismo material de la caja o similar.

e) Conectar las cajas de metal al sistema de tierras.

f) Evitar la utilización de materiales inflamables.

g) Proveer un medio de sujeción adicional a los tornillos de sujeción de las terminales para evitar corto circuito. La utilización de aliviadores de tensión en los orificios para entrada de cables es una alternativa si no están cableados en “conduit”.

h) Utilizar cajas de conexión con barreras de aislamiento entre polos para evitar cortocircuitos.

9.5.5 Terminales

Se deben observar los siguientes puntos:

a) Utilizar terminales para utilización eléctrico, preferentemente sin aislamiento. Evitar la utilización de terminales para utilización electrónico o automotriz.

b) Utilizar terminales troqueladas tipo anillo. Si se utilizan tornillos estriados se pueden utilizar terminales tipo tenedor pero solamente una en cada tornillo.

c) Utilizar pinzas de utilización pesado para acoplar. En ambientes húmedos se debe acoplar y soldar las terminales.

9.5.6 Conectores

Los conectores en un SFV se pueden utilizar como medios de desconexión o deshabilitación del arreglo. Deben ser seleccionados con los mismos criterios de temperatura y capacidad de corriente que los conductores del sistema y cumplir con las siguientes condiciones:

a) Ser polarizados y no intercambiables con receptáculos de otros sistemas eléctricos en el inmueble.

b) Proveer protección contra contacto accidental con partes vivas.

c) Contar con mecanismo de seguro para evitar alguna desconexión accidental.

d) En sistemas aterrizados, el conductor de tierra debe ser el primero en hacer contacto y el último en romperlo.

e) Ser capaces de interrumpir la corriente del circuito sin riesgos para el operador.

9.6 Capacidad de Conductores

El correcto dimensionamiento de los conductores en un SFVI evita calentamiento excesivo, daños al cableado, riesgos de arcos y cortocircuitos y consecuentemente incendios. Así mismo, prolonga la vida útil de las instalaciones.

9.6.1 Corriente nominal

A continuación se exponen los criterios para determinar la corriente nominal de cada circuito del arreglo:

a) Circuito fuente o rama. La corriente máxima que se puede presentar en un circuito fuente es la corriente máxima de cortocircuito del arreglo[1].

b) Circuito principal de c.d. corriente máxima de cortocircuito del arreglo.

c) Circuito de salida de la unidad de acondicionamiento de potencia. Corriente nominal de la unidad de acondicionamiento de potencia.

NOTA: 1. La corriente máxima de corto circuito que se puede presentar en un arreglo es aproximadamente el 130 % de la corriente de corto circuito en condiciones estándar (CEP), de acuerdo a lo indicado en la referencia [4] del capítulo 13 de esta especificación. Se considera un 25 % de incremento en la corriente de corto circuito en condiciones de radiación elevada causada por efectos de albedo y refracción. Para temperaturas extremas en el MFV (70 °C), el incremento en la corriente de salida del GFV puede alcanzar un 4 % adicional. Considerando estos dos factores se tiene un incremento total de 30 %. Cabe recordar que los periodos con altos niveles de radiación incidente y alta temperatura normalmente se presentan al mismo tiempo.

9.6.2 Sección transversal de conductores

Una vez que se conoce la corriente máxima de cada circuito del SFVI, se deben considerar los siguientes puntos para determinar la sección transversal de los conductores en cada circuito del arreglo:

a) Estimar la temperatura máxima de operación del arreglo de acuerdo con las condiciones climatológicas del lugar y elegir la sección transversal de conductor considerando los factores de corrección por temperatura apropiados.

b) En GFV con muchas ramas en paralelo, el cálculo de la corriente nominal de cada rama, de acuerdo con el inciso 9.6.1, puede implicar secciones de conductor sobre dimensionadas. Una alternativa es utilizar la sección transversal necesaria para conducir la corriente de una sola rama e instalar dos fusibles para protección de los cables en cada rama si el GFV opera flotante o un solo fusible de protección en cada rama si el GFV está aterrizado. Para aclarar la colocación de fusibles y su tipo, (véase la sección de protección contra sobrecorriente).

c) Dado que la eficiencia energética es un factor de particular importancia en SFVI, se debe asegurar que la suma de las caídas de tensión en el cableado no supere el 1 % de la tensión nominal del GFV.

d) Si el aislamiento del conductor es para 90 °C, pero la temperatura máxima de las terminales de los módulos es 75 °C, se deben utilizar los valores de capacidad para conductor con aislamiento para 75 °C.

e) Si se incrementa la sección transversal de los conductores del sistema de c.d., la sección transversal del conductor de tierra del sistema se debe incrementar proporcionalmente.

10 CONTROL DE CALIDAD

10.1 Verificación Previa a la Interconexión

Aplica lo indicado en el Apéndice A.

10.2 Verificación de Inicio de Operación

Aplica lo indicado en el Apéndice B.

11 MARCADO

Los letreros de seguridad son un instrumento valioso para evitar accidentes mediante avisos que anticipan un riesgo potencial. Es imprescindible que antes de considerar este apartado se hayan considerado los puntos indicados en 9.1.

11.1 Datos del Arreglo

Se debe proveer una placa que especifique los parámetros nominales del arreglo FV:

a) Corriente de operación.

b) Tensión de operación.

c) Tensión de circuito abierto.

d) Corriente de corto circuito.

Su localización debe de ser visible en el interruptor principal de desconexión del arreglo.

11.2 Identificación de Todas las Fuentes de Energía

En cada uno de los puntos de servicio, tales como interruptores principales y centros de carga de todas las fuentes de energía capaces de ser conectadas a la fuente primaria (la red), se debe colocar un letrero permanente con el directorio de todas las fuentes de energía en el inmueble.

11.3 Letreros para Interruptores y Dispositivos de Sobrecorriente

Todos los interruptores y dispositivos de sobrecorriente deben estar marcados de acuerdo con la nomenclatura utilizada para designarlos en los diagramas eléctricos. Adicionalmente, los interruptores y dispositivos de sobrecorriente que estén energizados por ambos lados deben contar con una placa que advierta esta condición. Referirse a los incisos 6.9.8 y 6.10.3 para información detallada al respecto.

12 EMPAQUE, EMBALAJE, EMBARQUE, TRANSPORTACIÓN Y DESCARGA

No aplica.

13 BIBLIOGRAFÍA

[1] Technical Recommendations for the Grid connection of Dispersed Power Generating Systems. New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO). Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI).

[2] Photovoltaic Systems. 1995. Instituto Fraunhofer para Sistemas Solares de Energía.

[3] Real, M. y Häberlin, H. 1995. Improved Safety of PV Against Fire Using a Novel Arc Detector. 13th European PVSEC (Niza, Francia). Pags. 1858-1859.

[4] Wiles, John C. Photovoltaic Power Systems and The National Electrical Code: Suggested Practices. 1993. Southwest Technology Development Institute, New Mexico State University.

[5] **IEEE 1547** "Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems".

[6] **CFE L0000-02-1985** Tensiones de Sistemas de Distribución, Subtransmisión y Transmisión.

[7] **CFE L0000-45-2005** Desviaciones Permisibles en la Formas de Onda de Tensión y Corriente en el Suministro y Consumo de Energía Eléctrica.

[8] **IEC 61727-2004** Photovoltaic (PV) Systems - Characteristics of the Utility Interface.

[9] **IEC 61836-1997** Solar Photovoltaic Energy Systems – Terms and Symbols.



APÉNDICE A
(Normativo)

VERIFICACIÓN PREVIA PARA INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON CAPACIDAD HASTA 30 kW

TABLA A1 – Lista de verificación previa a la interconexión

No.	Referencia	Descripción	Resultado (S o NS)
1	4.20	Correcta operación del SFVI en modo automático y manual. Comúnmente estas funciones de control y monitoreo se encuentran incorporadas en el inversor y comprenden: **a)** Arranque y paro automático. **b)** Funciones de protección.	
2	6.1.3	Capacidad de generación de un consumidor no mayor de la capacidad de servicio que tiene contratada, y la capacidad total de generación FV dispersa en un mismo alimentador no debe ser mayor de la capacidad de transporte del alimentador.	
3	6.3	SFVI conectado del lado de la carga, preferentemente en el interruptor general de servicio del inmueble. El interruptor de servicio proporciona así un medio manual de desconexión accesible al personal de la CFE, siempre y cuando cumpla con las características que se especifican en el inciso 6.10.5 Medios de Desconexión de la Red (véase figura 3). Es posible conectar la salida del SFVI en otro punto del sistema eléctrico del inmueble cuando el SFV se encuentre a una distancia considerable del interruptor general de servicio, siempre y cuando se cumplan lo siguiente: **a)** La suma de las capacidades de los dispositivos de sobrecorriente de los circuitos que alimenta un bus o conductor no debe exceder de 120 % la capacidad de transporte de corriente del bus o conductor. **b)** Todos los interruptores que van a ser alimentados con corriente en ambos sentidos dentro del sistema eléctrico deben estar especificados para operación bidireccional.	

continúa...

…continuación

No.	Referencia	Descripción	Resultado (S o NS)
4	6.6	Interconexión del SFV con la red de distribución se mediante un transformador que garantice el aislamiento galvánico del SFVI, independientemente de la configuración del GFV.	
5	6.1.1	Empleo de dos interruptores de separación en la interfaz con la red (Int 1 e Int 2 véase en la figura 3). La configuración de la figura 3 permite alimentar las cargas locales del inmueble cuando se tiene el SFVI fuera de servicio y permite también la separación completa de la red de distribución.	
6	6.9.6.1	El interruptor de separación a la salida del inversor (Int 1 véase en la figura 3) debe ser un interruptor termomagnético o de fusibles que permita la desconexión del SFV de la red y las cargas locales. La calibración del dispositivo de sobrecorriente se determina en función de la potencia máxima de salida del inversor. Éste debe cubrir las siguientes especificaciones: a) Ser manualmente operable. b) Contar con un indicador visible de la posición "Abierto - Cerrado". c) Contar con la facilidad de ser enclavado mecánicamente en posición abierto por medio de un candado o de un sello de alambre. d) Tener la capacidad interruptiva requerida de acuerdo con la capacidad de cortocircuito de la línea de distribución. e) Debe ser operable sin exponer al operador con partes vivas. Estar identificado como el interruptor de desconexión entre el SFV y la red.	

continúa…

...continuación

No.	Referencia	Descripción	Resultado (S o NS)
7	6.9.6.2	Interruptor general de servicio del inmueble, Adicionalmente al interruptor de separación a la salida del inversor, la CFE establece la utilización de un interruptor de servicio para la acometida eléctrica en el inmueble (Int 2 véase en la figura 3). Este interruptor propiedad del usuario debe estar accesible al personal de la CFE. Éste debe tener las siguientes características: **a)** Cumplir con las especificaciones establecidas por la CFE. **b)** En este caso, la calibración del dispositivo de sobrecorriente se determina en función de la potencia máxima contratada con la CFE. **c)** Este interruptor opera con flujo de energía en ambos sentidos. Si se selecciona un termomagnético, éste debe estar especificado para operar satisfactoriamente sin importar el sentido de flujo de potencia.	
8	6.10.1	Medios para deshabilitar el GFV. Se debe contar con medios para sacar de operación el GFV, ya sea para realizar labores de mantenimiento o como protección contra fallas en alguno de sus componentes. Sin embargo, se debe considerar que en principio, la única forma de "apagar" un GFV es cubriéndolo de la luz solar. Puesto que esta medida resulta poco práctica y económica en algunas situaciones, es necesario recurrir a algún método alternativo.	
9	6.10.2	Detección de fallas a tierra. Las fallas a tierra en los circuitos del GFV son potencialmente peligrosas debido a que pueden producir arcos eléctricos y como consecuencia incendios. Los GFV son esencialmente fuentes de corriente, capaces de producir arcos eléctricos por tiempo prolongado con corrientes de falla que no fundirían un fusible. Se debe proveer de un sistema de detección de fallas a tierra en instalaciones donde existan riesgos de incendios por localizarse cerca de materiales inflamables, como puede ocurrir en algunas azoteas y techos residenciales. Se puede omitir el uso de un sistema de detección de fallas a tierra cuando todos los componentes que conforman el GFV cuentan con doble aislamiento (clase II) y las instalaciones se han hecho de manera que se minimicen las posibles fallas en el cableado (véase párrafos 9.1 y 9.5).	

continúa...

…continuación

No.	Referencia	Descripción	Resultado (S o NS)
10	7.1	Las conexiones de puesta a tierra del SFVI deben cumplir con lo establecido en el párrafo 9.4 y se deben seguir cuidadosamente. Las condiciones ambientales del sitio de instalación inciden directamente sobre esta conexión.	
11	7.3	Se debe procurar siempre orientar el GFV hacia el sur con una inclinación equivalente a la latitud geográfica del sitio de la instalación, con ello se maximiza la captación del recurso solar a lo largo del año. Se debe considerar que en ningún momento del día los módulos deben estar a la sombra, aunque sea sólo parcialmente	
12	7.4.3	Es necesario probar los diodos de derivación en el GFV cuando se pone en operación por primera vez o su tensión se ha caído muy por debajo de su valor especificado. Generalmente estos diodos se encuentran dentro de las cajas de conexiones de los MFV. Para extraerlos y probar su estado operativo es necesario: a) Destapar la caja de conexiones. b) Extraer el diodo respetando la marca de su polaridad. c) Verificar la conductividad del diodo. Este debe conducir electricidad cuando las conexiones de prueba están conectadas en una dirección y mostrar una alta resistencia en la dirección opuesta. Si un diodo conduce en ambas direcciones está defectuoso. d) En caso que el diodo esté defectuoso se debe reemplazar por otro de características similares, respetando la posición de la polaridad original. De ser posible el diodo se debe soldar a los contactos. Finalmente, verifique la tensión de circuito abierto del MFV y cierre la cubierta.	

APÉNDICE B
(Normativo)

VERIFICACIÓN DE INICIO DE OPERACIÓN A LA INTERCONEXIÓN A LA RED ELECTRICA DE BAJA TENSIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON CAPACIDAD HASTA 30 kW

TABLA B1 – Lista de verificación de inicio de operación

No.	Referencia	Descripción	Resultado (S o NS)
1	6.8.1	Las fluctuaciones en la potencia entregada por el SFVI no deben producir variaciones de tensión fuera de los límites especificados en el párrafo 6.8	
2	6.8.2	El sistema debe operar en sincronía con la red y no causar desviaciones en su frecuencia que sobrepasen los límites expuestos en el inciso 6.8.2	
3	6.8.3	Los SFVI deben cumplir con los límites de distorsión armónica de corriente para equipos que se conectan a la red eléctrica y que se estipulan en la tabla 6.3	
4	6.8.4	La interconexión de SFV con la red de distribución de la CFE no debe causar variaciones de tensión que se encuentren fuera de los límites establecidos en la tabla 3.	
5	6.8.5	El inversor de corriente debe operar con un FP superior a 0,90 inductivo o capacitivo, para potencias de salida superiores al 10 % de su potencia nominal. Para efecto de análisis el SFV se considera como una carga con FP inductivo.	
6	6.9.1.1.	Protecciones contra operación en modo isla	
7	6.9.2	Reconexión con la red. Si el SFV ha sido desconectado de la red a causa de algún disturbio o interrupción en ella, el sistema de protecciones (tipicamente autocontenido en los inversores por normatividad) debe mandar la reconexión con la red hasta que la tensión y la frecuencia de esta última se haya restablecido a sus valores normales por un lapso no menor que un minuto.	

APÉNDICE C
(Informativo)

SÍMBOLOS UTILIZADOS EN LOS DIAGRAMAS ESQUEMÁTICOS DE SFV

Módulo fotovoltaico

Varistor

Interruptor termomagnético

Inversor

Medidor de energía

Red eléctrica de distribución

Gabinete o estructura metálica

Diodo de paso

Cargas de iluminación

Sensor de corriente

Interruptor manual

Transformador de aislamiento

Carga de contactos

APÉNDICE D
(Informativo)

DIAGRAMAS ESQUEMÁTICOS DE LOS SFVI: ATERRIZADO Y FLOTANTE

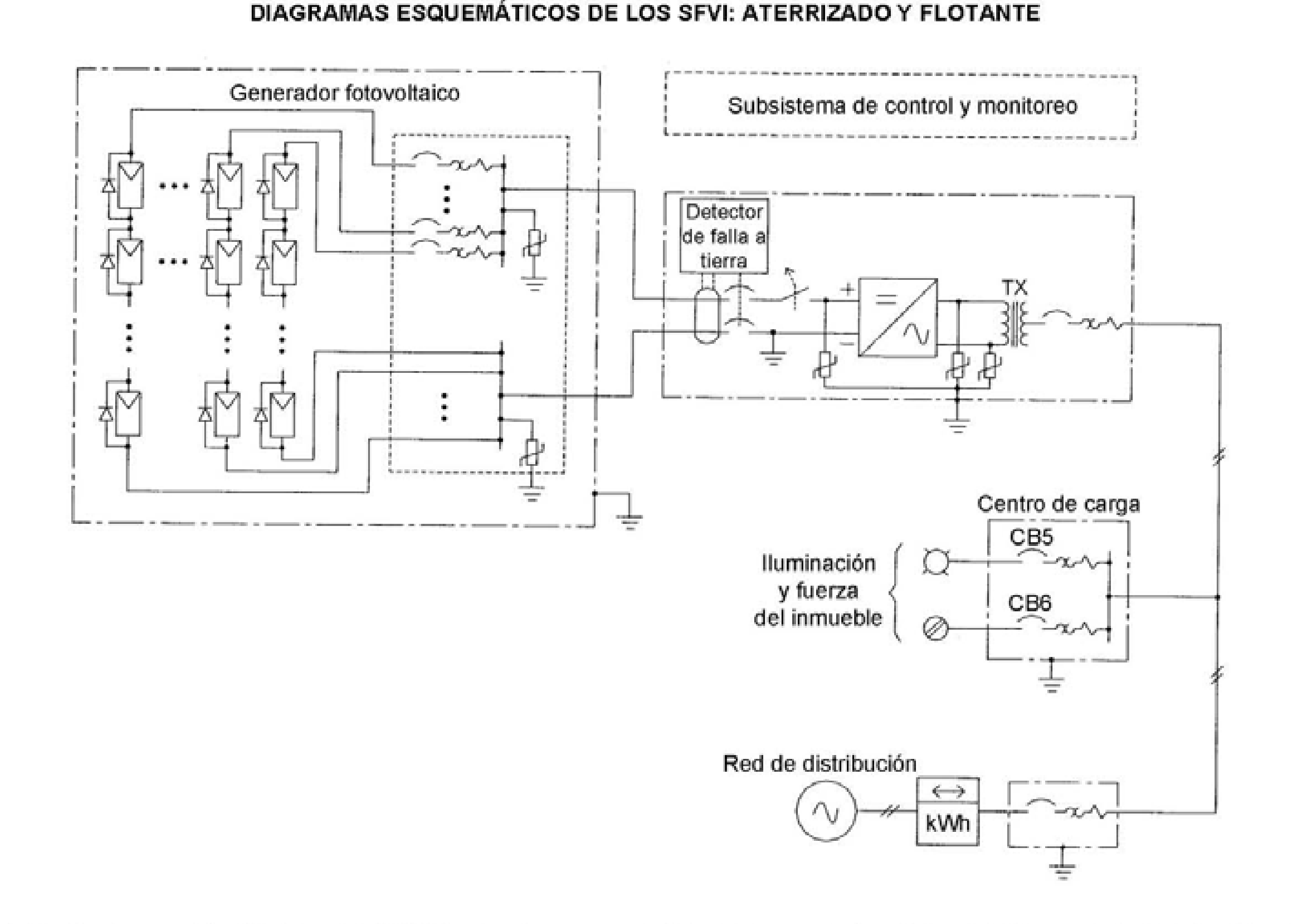


FIGURA D1 - Configuración Eléctrica del GFV Aterrizado responsabilidad del usuario (medidor de kWh y red de distribución de CFE)

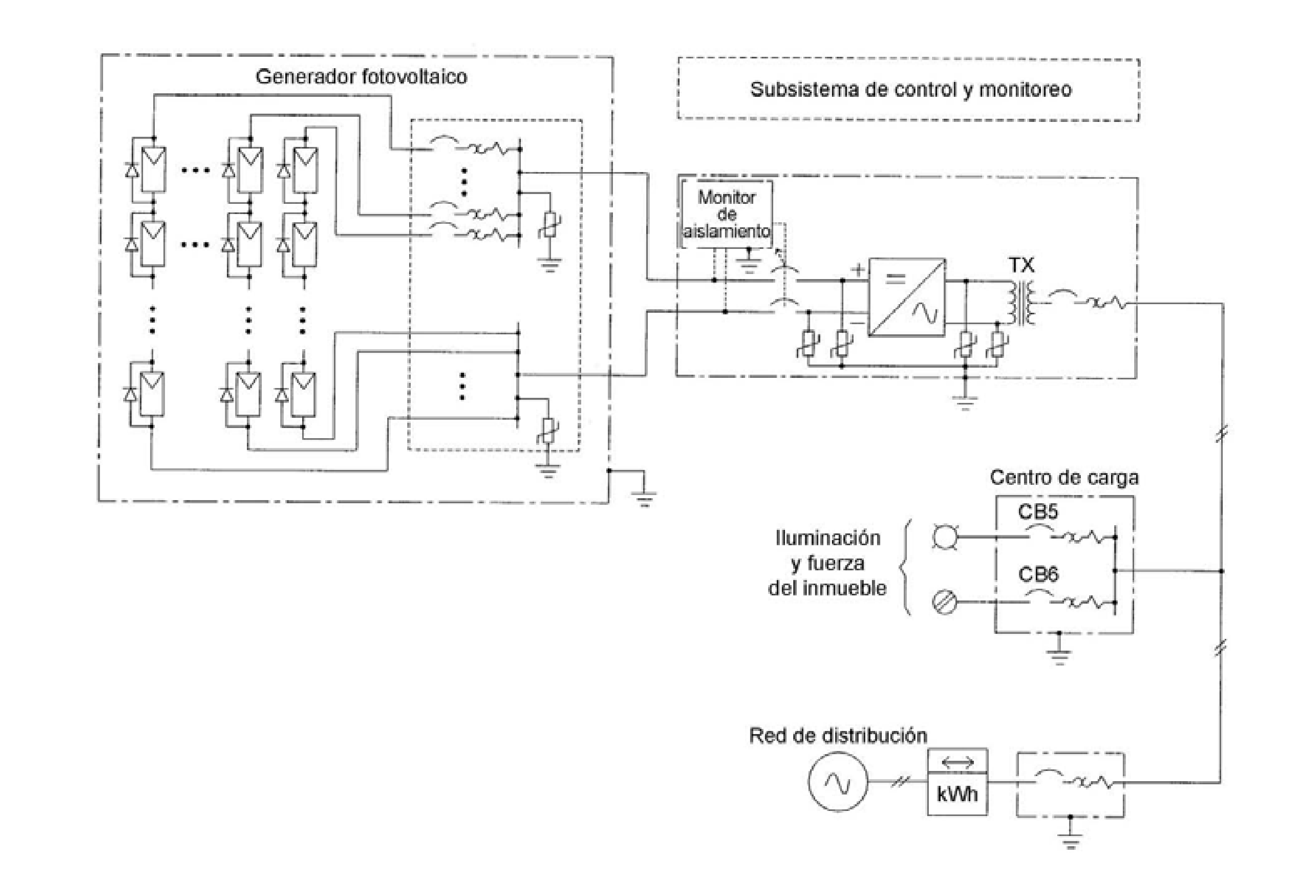


FIGURA D2 - Configuración Eléctrica del GFV Flotante responsabilidad del usuario (medidor de kWh y red de distribución de CFE)

APÉNDICE E
(Informativo)

INFORMACIÓN TÉCNICA

El SFVI debe contar con una placa metálica, localizada en un lugar visible (desde el exterior del inmueble) para el personal de la CFE, que indique las características eléctricas del SFVI:

a) Potencia eléctrica en kWp.

b) Área del GFV en m^2.

c) Configuración eléctrica: GFV flotado o aterrizado.

d) Tensión de interconexión en V c.a.

e) Tipo de SFVI en función de las fases a las que se interconecta: monofásico 3 h, trifásico 4 h, entre otros.

f) Frecuencia de operación: 60 Hz.

g) Cantidad y capacidad de los inversores en kW.

h) Tipo y capacidad del transformador externo (aislamiento galvánico) si es el caso.

Es responsabilidad del usuario del SFVI contar con los manuales técnicos del sistema en su conjunto, así como de cada uno de sus subsistemas (por ejemplo del inversor, MFV, Medios de desconexión, equipo de medición, entre otros), con la finalidad de proveer información adicional al personal de la CFE en caso de ser requerida.